

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Методы диагностики фильтрационных потоков в процессе интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных месторождений по кривой восстановления давления

УДК 622.243.24:532.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Воронько Андрей Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Сергеев В. Л.	Д-р техн. наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В. Б.	Канд. экон. наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П. Н.	Д-р техн. наук		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

(Подпись)

(Дата)

(ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Воронько Андрею Александровичу

Тема работы:

Методы диагностики фильтрационных потоков в процессе интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяных месторождений по кривой восстановления давления	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2019 № 1643/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Промысловые данные гидродинамических исследований горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Традиционные методы выделения фильтрационных потоков при интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин 3. Адаптивный метод интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин 4. Метод оперативной диагностики потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований нефтяных горизонтальных скважин 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение <p>Список публикаций студента</p> <p>Список использованных источников</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Модель горизонтальной скважины в ограниченном пласте 2. Горизонтальная скважина, ранний радиальный поток 3. Горизонтальная скважина, полурadiaльный поток 4. Горизонтальная скважина, ранний линейный поток 5. Горизонтальная скважина: а) поздний линейный поток; б) поздний радиальный поток 6. Диагностический график (КВД ГС) 7. Зависимость давления от времени для горизонтальной скважины 8. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в бипологарифмических координатах 9. Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в бипологарифмических координатах при длине горизонтального ствола 800 (а) и 400 (б) м 10. Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД горизонтальной скважины

	11. Диагностический график скважины №1 12. Диагностический график скважины №2 13. Диагностический график скважины №647 14. Полиномиальная аппроксимация графика производной забойного давления 15. Диагностика фильтрационных потоков горизонтальной скважины №647 16. Момент начала линейного потока 17. Момент начала позднего радиального потока 18. Визуальный интерфейс алгоритма диагностики фильтрационных потоков 19. Диагностический график скважины №647 20. Диагностический график скважины №1166 21. Диагностический график скважины №2031 22. Диагностический график скважины №2156 23. Чистый дисконтированный доход от применения метода за первый год
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В. Б.
Социальная ответственность	Черемискина М. С.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Введение
2. Модели и алгоритмы оперативной диагностики КВД
3. Результаты интерпретации КВД
4. Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Сергеев В. Л.	Д-р техн. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Воронько Андрей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Воронько Андрею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Сущность исследования	Анализ экономического эффекта от использования метода оперативной диагностики потоков в процессе проведения гидродинамических исследований скважин
2. Норма и нормативы расходования ресурсов	Бизнес-план предприятия
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	«Налоговый кодекс Российской Федерации», редакция от 29 декабря 2017

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Исходные данные для экономического расчёта;
2. Чистый дисконтированный доход (NPV);
3. Внутренняя норма доходности (IRR);
4. Срок окупаемости (PP);
5. Результаты расчёта экономических показателей

Перечень графического материала:

1. Чистый дисконтированный доход от применения метода за первый год

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	Фамилия И. О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	канд. экон. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Воронько Андрей Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Воронько Андрею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: метод оперативной диагностики потоков в процессе проведения гидродинамических исследований скважин.</p> <p>Область применения: месторождения, разрабатываемые горизонтальными нефтяными скважинами.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1 Производственная безопасность</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов</p> <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов</p>	<p>1 Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная запылённость; – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – повышенный уровень шума и вибрации; – недостаточная освещённость рабочей зоны; – токсическое воздействие нефти и её паров; – психофизиологические перегрузки. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования; – электрический ток; – пожароопасность.
<p>2 Экологическая безопасность</p> <p>2.1 Защита селитебной зоны</p> <p>2.2 Защита атмосферы</p> <p>2.3 Защита гидросферы</p> <p>2.4 Защита литосферы</p>	<p>2 Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны; – анализ воздействия объекта на атмосферу;

	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу; – анализ воздействия объекта на литосферу; – решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
<p>3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3.1 Вероятные чрезвычайные ситуации</p> <p>3.2 Разлив нефти</p>	<p>3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС техногенного характера на объекте: разливы нефти, пожары и взрывы; – выбор наиболее типичной ЧС – разлив нефти; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства</p> <p>4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	Фамилия И. О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Воронько Андрей Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения осенний/весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.2019
--	------------

Дата контроля	Наименование раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.2018	Введение	10
01.10.2018	Традиционные методы выделения фильтрационных потоков	15
01.11.2018	Адаптивный метод интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин	15
01.12.2018	Метод оперативной диагностики потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований нефтяных горизонтальных скважин	15
01.03.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
01.04.2019	Социальная ответственность	10
01.05.2019	Заключение	10
10.05.2019	Приложение на иностранном языке	10
20.05.2019	Оформление работы	5
	ИТОГО	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Сергеев В. Л.	Д-р техн. наук		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П. Н.	Д-р техн. наук		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 95 страниц, 23 рисунков, 13 таблиц, 43 источников и 1 приложения.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, горизонтальные скважины, диагностика потоков, кривая восстановления давления, интерпретация.

Объектом исследования является метод оперативной диагностики фильтрационных потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин по кривой восстановления давления.

Целью данной работы является разработка и исследование метода оперативной диагностики потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин по кривой восстановления давления и сокращение времени простоя скважин.

В процессе выполнения данной работы был создан, программно реализован и апробирован метод оперативной диагностики фильтрационных потоков горизонтальных нефтяных скважин по кривой восстановления давления.

По результатам обработки кривых восстановления давления четырёх горизонтальных скважин показано, что метод оперативной диагностики потоков позволяет значительно сократить время простоя скважин по сравнению с использованием технологии, реализованной в программном комплексе «Saphir». Проведён расчёт положительного экономического эффекта от использования данного метода.

Выпускная квалификационная работа выполнена при использовании пакета Microsoft Office 2019. Тестовая часть выполнена в Microsoft Office Word 2019, алгоритм диагностики фильтрационных потоков написан на языке программирования Microsoft Visual Basic в среде Microsoft Excel 2019, расчёты и графики выполнены в Microsoft Excel 2019.

Обозначения и сокращения

ГДИ – гидродинамические исследования

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

КВД – кривая восстановления давления

ГС – горизонтальная скважина

ВСС – влияние ствола скважины

РРФП – ранний радиальный фильтрационный поток

ПРФП – полурadiaльный фильтрационный поток

РЛФП – ранний линейный фильтрационный поток

ПРФП – поздний радиальный фильтрационный поток

ПЛФП – поздний линейный фильтрационный поток

VBA – Visual Basic for Applications

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	18
1.1 Проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления.....	18
1.2 Характеристика основных режимов притока к горизонтальному стволу.....	18
1.3 Аналитический метод выделения потоков горизонтальных скважин.....	23
1.4 Графоаналитический метод выделения потоков горизонтальных скважин.....	27
2 АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	34
2.1 Метод интегрированных моделей.....	34
2.2 Метод адаптивной интерпретации.....	37
2.3 Адаптивная интерпретация с диагностикой потоков.....	40
3 МЕТОД ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	44
3.1 Сущность метода оперативной диагностики фильтрационных потоков.....	44
3.2 Программная реализация метода оперативной диагностики фильтрационных потоков.....	48

3.3	Результаты апробации алгоритмов метода оперативной диагностики фильтрационных потоков на промышленных данных	51
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56
4.1	Исходные данные для экономического расчёта.....	56
4.2	Чистый дисконтированный доход (NPV)	58
4.3	Внутренняя норма доходности (IRR).....	59
4.4	Срок окупаемости (PP).....	60
4.5	Результаты расчёта экономических показателей.....	60
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
5.1	Производственная безопасность	63
5.1.1	Анализ выявленных вредных факторов.....	64
5.1.2	Анализ выявленных опасных факторов.....	69
5.2	Экологическая безопасность	72
5.2.1	Защита селитебной зоны	72
5.2.2	Защита атмосферы.....	72
5.2.3	Защита гидросферы.....	74
5.2.4	Защита литосферы.....	75
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.3.1	Вероятные чрезвычайные ситуации.....	76
5.3.2	Разлив нефти.....	77
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности... ..	78
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	78
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны... ..	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	81
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	82
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	86

ВВЕДЕНИЕ

Анализ данных гидродинамических исследований скважин является одним из разделов науки о разработке нефтяных месторождений. Информация, получаемая при исследованиях неустановившихся процессов изменения дебита и давления в пласте является важной для определения производительности пласта. Анализ неустановившихся процессов изменения давления позволяет также оценить и среднее пластовое давление. Инженер-разработчик должен иметь достаточно информации о режимах и параметрах скважины и пласта, чтобы адекватно анализировать поведение пласта (залежи) и прогнозировать добычу при различных вариантах разработки. Инженер по добыче должен знать режимы работы добывающих и нагнетательных скважин, чтобы обеспечить наилучшую возможную добычу из пласта.

В целом, ГДИС и анализ их данных проводится для определения [1]:

- параметров энергетического состояния залежи (пластовое, забойное давления, депрессия и пр.);
- фильтрационных параметров пласта (гидропроводность, подвижность, пьезопроводность, проницаемость), зональности их распространения по площади;
- гидродинамических параметров пласта, характеризующих радиальную неоднородность и совершенство вскрытия пласта;
- геологического строения, размеров резервуара (области дренирования), наличия границ и макронеоднородностей пласта;
- скин-фактора.

Исследование скважин методом восстановления давления – наиболее известный из методов гидродинамических исследований скважин при нестационарных режимах, который широко используется в нефтяной промышленности. В основном, методика исследований состоит в том, что скважина работает какое-то время с постоянным дебитом, затем закрывается (обычно на устье), и регистрируется рост забойного давления во времени. По

этим данным можно оценить проницаемость пласта и текущее давление в зоне дренирования, выявить увеличение или уменьшение проницаемости в призабойной зоне пласта, часто – определить неоднородность пласта и наличие границ.

При решении задачи идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин (ГДИС) по кривой восстановления забойного давления возникает проблема выделения фильтрационных потоков. Наиболее распространенными традиционными способами выделения потоков являются аналитические и графоаналитические методы.

Однако, использование традиционных аналитического и графоаналитического методов выделения потоков в процессе проведения испытаний скважин в промысловых условиях вызывает значительные трудности, поскольку требуют достоверной информации о состоянии призабойной зоны скважин (аналитические методы), либо детального анализа производных забойного давления с привлечением квалифицированных интерпретаторов (графоаналитические методы) [2]. При использовании данных методов также имеет место проблема значительного времени простоя скважин при проведении ГДИ [3].

В настоящее время в нефтегазодобывающих компаниях широко используются стационарные информационно-измерительные телеметрические системы долговременного мониторинга параметров разработки, что даёт возможность осуществлять диагностику нефтяных и газовых пластов в режиме реального времени в процессе проведения ГДИС без участия квалифицированного интерпретатора.

В этой связи в данной работе для выделения режимов фильтрации в процессе проведения ГДИ горизонтальных скважин предлагается метод оперативной диагностики фильтрационных потоков. Данный метод позволяет проводить диагностику фильтрационных потоков нефтяных горизонтальных скважин в процессе проведения ГДИ (в режиме реального времени),

сокращать время простоя скважин и, как следствие, экономические издержки, связанные с проведением ГДИ нефтяных горизонтальных скважин.

Объектом исследования данной работы является метод оперативной диагностики фильтрационных потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин по кривой восстановления давления.

Целью работы является разработка и исследование метода оперативной диагностики потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин по кривой восстановления давления и сокращение времени простоя скважин.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

1. Разработка алгоритма оперативной диагностики потоков в процессе адаптивной идентификации и интерпретации ГДИ горизонтальных нефтяных скважин по КВД и его программная реализация.
2. Апробация метода оперативной диагностики потоков по промышленным данным результатов ГДИ нефтяных горизонтальных скважин по КВД.
3. Анализ экономической эффективности предлагаемого решения.

Защищаемое положение: предлагаемый метод оперативной диагностики потоков позволяет сократить время простоя скважин и повысить экономическую эффективность работы скважины без потери точности получаемой в процессе ГДИС информации по сравнению с традиционными методами.

Обоснованность и достоверность результатов работы

Обоснованность и достоверность полученных результатов подтверждается аналитическими методами, путём сравнения с результатами обработки промысловых данных ГДИ горизонтальных скважин традиционными методами.

1 ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

1.1 Проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления

Интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин сложнее, чем вертикальных, по следующим причинам:

- трудно идентифицировать индивидуальный режим притока, поскольку он может быть скрыт предыдущим режимом или слит с последующим;
- в ряде случаев невозможно разделить горизонтальную и вертикальную проницаемости, особенно при кратковременных исследованиях;
- трудно точно оценить работающую длину горизонтальной скважины;
- вычисления не являются простыми, поскольку скин-фактор горизонтальных скважин часто отрицателен;
- в большинстве моделей горизонтальных скважин предполагается, что скважины строго горизонтальны и параллельны кровле и подошве пласта. В действительности, траектория пробуренной ГС имеет отклонения в вертикальной плоскости.

1.2 Характеристика основных режимов притока к горизонтальному стволу

На рисунке 1.1 дана принципиальная схема модели «горизонтальная скважина в ограниченном пласте».

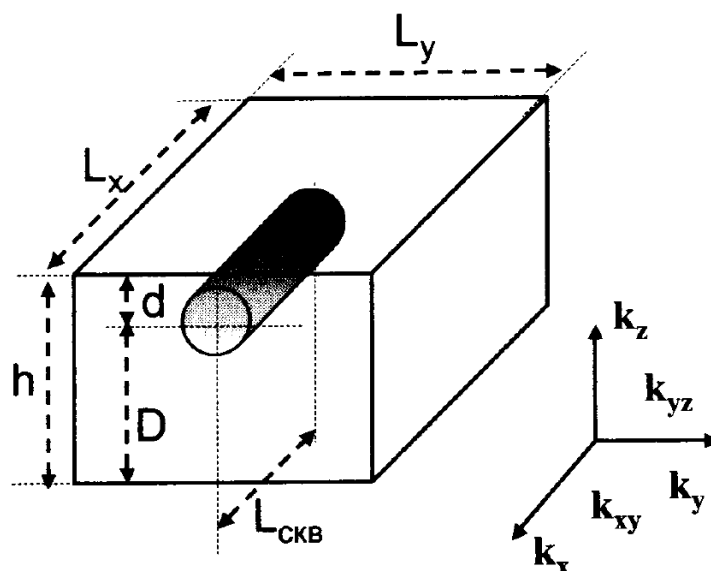


Рисунок 1.1 – Модель горизонтальной скважины в ограниченном пласте: $L_{\text{скв}}$ – длина горизонтальной части ствола; d, D – расстояния до ближней и дальней горизонтальных границ пласта; L_x и L_y – длина и ширина пласта (русла); x, y, z – ориентация осей; k_x, k_y, k_z – проницаемости пласта в направлении осей; k_{xy}, k_{yz} – проницаемости пласта в горизонтальной и вертикальной плоскостях [4]

В рассматриваемой модели течения пласт ограничен поверхностью прямоугольного параллелепипеда с двумя горизонтальными (x, y) и одной вертикальной (z) осью длины L_x и ширины L_y . $L_z = h$ – высота пласта. Скважина описывается как круговой цилиндр, ориентированный по горизонтальной оси (x) радиуса R и длины $L_{\text{скв}}$. Пласт – однородная анизотропная среда, характеризуемая проницаемостью вдоль горизонтальных осей k_x, k_y и вертикальной проницаемостью k_z , проницаемость в горизонтальной плоскости $k_{xy} = \sqrt{k_x k_y}$, в вертикальной, перпендикулярной оси скважины $k_{yz} = \sqrt{k_y k_z}$ (рисунок 1.1). Расстояния от оси скважины до горизонтальных границ пласта: ближней – d , дальней – D ($h = D + d$ – мощность пласта).

Когда скважина закрывается на устье, притока флюида в ствол скважины не сразу падает до нуля, и пласт продолжает давать приток в

закрытом стволе. Для данного случая, период ВСС – это период времени, в течение которого приток из пласта в скважину непостоянен (уменьшается от некоторого значения до нуля) [5].

После пуска скважины (после периода ВСС) в окружающем коллекторе принципиально возможно возникновение нескольких сменяющих друг друга режимов течения.

Непосредственно после пуска (после периода ВСС) наблюдается так называемый «ранний радиальный режим». При этом импульс давления движется по высоте пласта. На скорость его распространения влияет вертикальная проницаемость (рисунок 1.2).

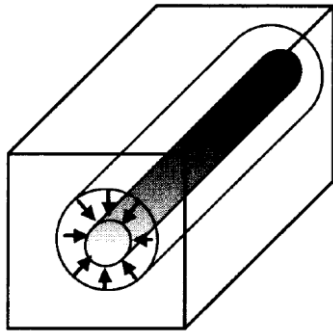


Рисунок 1.2 – Горизонтальная скважина, ранний радиальный поток (на течение в пласте ещё не влияют границы) [4]

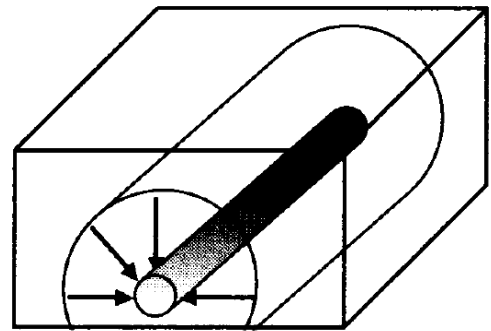


Рисунок 1.3 – Горизонтальная скважина, полурadiaльный поток (на течение в влияет ближняя горизонтальная граница) [4]

Зависимость давления от времени при таком режиме течения в бесконечном пласте имеет вид [1]:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162,6q_0\beta_0\mu_0}{\sqrt{k_y k_z L_h}} \left(\log \frac{\sqrt{k_y k_z t}}{\varphi c_t \mu_0 r_{w,eq}^2} - 3,23 + 0,868s \right) \quad (1.1)$$

После того, как импульс давления достигает ближней границы пласта, начинается «полурadiaльный режим течения» (рисунок 1.3).

После достижения импульсом обеих вертикальных границ начинается «ранний линейный режим течения». В результате очень высокой проводимости ствола можно считать, что импульс давления распространяется

по нему мгновенно. Причём влияние изменения давления на концах скважины пока ещё несущественно (рисунок 1.4). Поэтому линии тока ориентированы по простиранию пласта в направлении, перпендикулярном оси скважины.

Зависимость давления от времени при таком режиме течения в бесконечном пласте имеет вид [1]:

$$P_i - P_{wf} = \frac{8,128q\beta_0}{Lh} \sqrt{\frac{t}{k_y \phi \mu_0 C_t}} + \frac{141,2q_0 \mu_0 \beta_0}{L \sqrt{k_h k_v}} (S_z + S) \quad (1.2)$$

где:

S_z – псевдоскин-фактор, обусловленный несовершенством вскрытия пласта по вертикали, для которого справедливо выражение

$$S_z = \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25 \ln\left(\frac{k_y}{k_v}\right) - \ln\left(\sin \pi \left(\frac{z_w}{h}\right)\right) - 1,838 \quad (1.3)$$

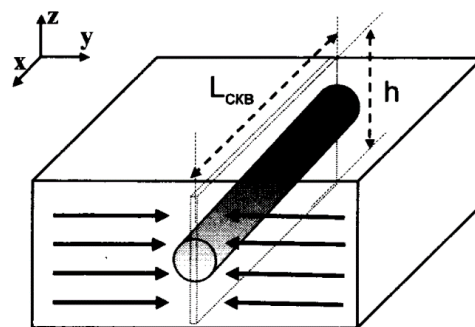


Рисунок 1.4 – Горизонтальная скважина, ранний линейный поток (на течение в пласте влияют горизонтальные границы). Влияние скважины эквивалентно влиянию вертикальной щели, проходящей вдоль оси x [4]

При русловом строении пласта, когда ширина пласта существенно больше его длины ($L_x \gg L_y$), может наблюдаться так называемый «поздний линейный режим» (рисунок 1.5.a). Линии тока ориентированы по простиранию пласта в направлении, совпадающем с осью скважины.

Для такого режима течения зависимость давления от времени имеет вид [1]:

$$\Delta P_{wf} = \frac{8,128q_0\beta_0}{2x_e h_x} \sqrt{\frac{\mu_0}{k_y \phi c_t}} + \frac{141,2q_0\beta_0\mu_0}{L\sqrt{k_y k_v}} (s_x + s_z + s) \quad (1.4)$$

При большой протяжённости пласта по простиранию по прошествии длительного времени может наблюдаться так называемый «поздний радиальный режим течения» (рисунок 1.5.б).

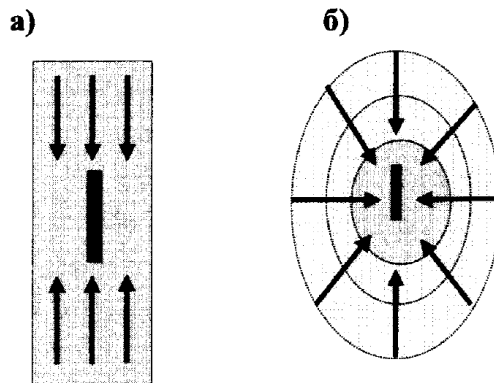


Рисунок 1.5 – Горизонтальная скважина: а) поздний линейный поток в русловых отложениях (на течение в пласте влияют горизонтальные и продольные вертикальные границы); б) поздний радиальный поток в неограниченном по простиранию пласте (на поток влияют только горизонтальные границы) [4]

Зависимость давления от времени при таком режиме течения в бесконечном пласте имеет вид [1]:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162,6q_0\beta_0\mu_0}{k_x k_y h} \left(\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu_0 c_t L^2} \right) - 2,023 \right) + \frac{141,2q_0\mu_0\beta_0}{L_w \sqrt{k_y k_v}} (S_z + S) \quad (1.5)$$

Можно вычислить скин-фактор:

$$S = \frac{1,151L}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_x}} \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m_3} - \log \left(\frac{k_x}{\phi \mu_0 c_t L^2} \right) + 2,023 \right] - S_z \quad (1.6)$$

На рисунке 1.6 приведена последовательность потоков, которые могут проявляться на КВД ГС. Выделение этих потоков – основа интерпретации ГДИС [6].

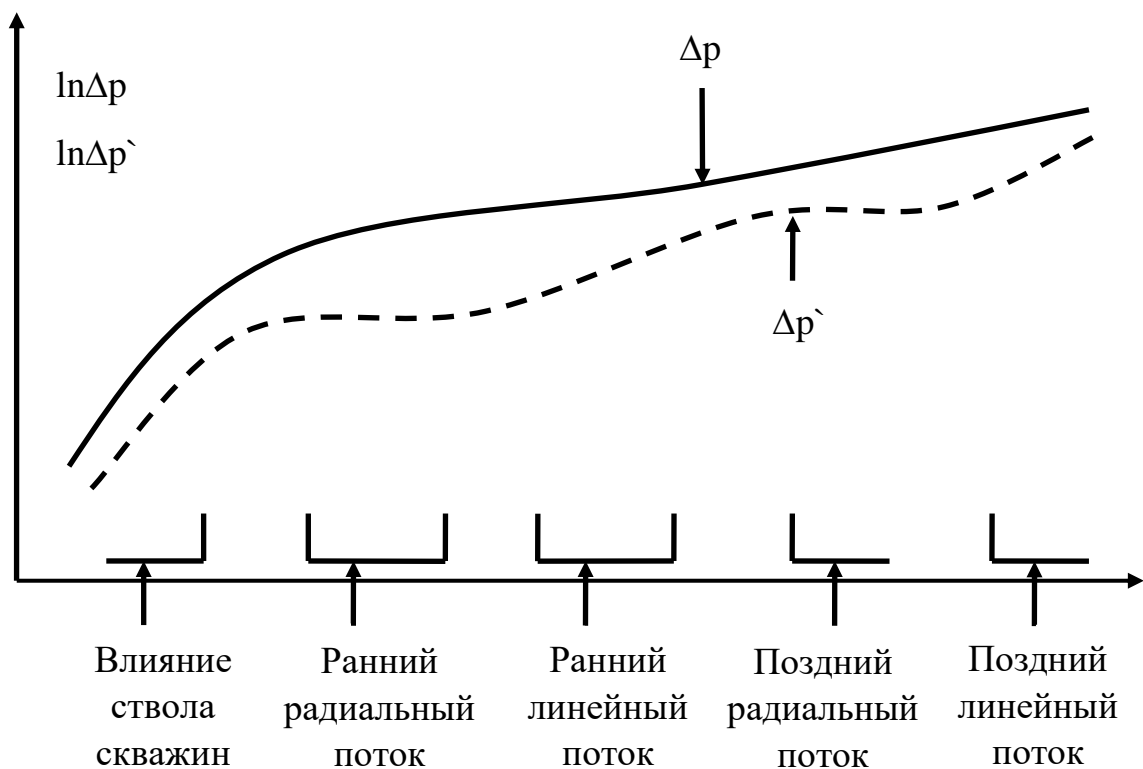


Рисунок 1.6 – Диагностический график (КВД ГС)

Идентификация режимов течения очень важна для правильной интерпретации данных гидродинамических исследований горизонтальной скважины.

1.3 Аналитический метод выделения потоков горизонтальных скважин

В данном методе для выделения потоков используются формулы, позволяющие оценить различные режимы течения, согласно подходам Гуда и Тамбинаягама (Goode и Thambynayagam), Оде и Бабу (Odehi Babu) и Озкана (Ozkan).

Метод 1. Формулы Гуда и Тамбинаягама (Goode и Thambynayagam) [8]

Ранний радиальный режим течения

Данный режим течения заканчивается в момент времени:

$$t_{e1} = \frac{190 d_z^{2,095} r_w^{-0,095} \phi \mu_0 c_t}{k_v} \quad (1.7)$$

Ранний линейный режим течения

Данный режим течения заканчивается в момент времени:

$$t_{e2} = \frac{20,8\varphi\mu_0c_tL^2}{k_v} \quad (1.8)$$

Указанный режим течения может не реализоваться, если время его окончания, рассчитанное по формуле 2.2, меньше времени окончания раннего радиального режима течения, вычисленного по формуле 2.1.

Поздний радиальный режим течения (или псевдорadiaльный режим)

Если возникает позднее радиальное течение (или псевдорadiaльное течение), то момент его возникновения приблизительно равен:

$$t_{e3} = \frac{1230L^2\varphi\mu_0c_t}{k_v} \quad (1.9)$$

В работе [8] предложена следующая формула для определения времени начала псевдорadiaльного режима течения:

$$t_{e3} = \frac{1480L^2\varphi\mu_0c_t}{k_x} \quad (1.10)$$

Для ограниченного пласта этот режим закончится в момент времени

$$t_{e4} = \frac{297(L_{x1} + L_{xd})^{2,095}L^{-0,095}\varphi\mu_0c_t}{k_x} \quad (1.11)$$

где:

d_z – расстояние от кровли пласта до центра горизонтальной скважины, футы;

k_v – проницаемость в вертикальном направлении, мД;

L – эффективная длина горизонтальной скважины, футы;

k_x – проницаемость в направлении оси x , мД;

L_{x1} – расстояние по оси x до начала горизонтального ствола скважины, футы;

L_{xd} – расстояние по оси x до конца горизонтального ствола скважины.

Этот режим течения не реализуется, если время его окончания, полученное по формуле 1.11, меньше времени его начала, полученного по формуле 1.9. Это также означает, что пласт имеет меньшие размеры, чем предполагалось первоначально. Для того, чтобы вычислить величины L_{x1} и

L_{xd} , входящие в формулу 1.11, можно использовать график зависимости давления p_{wf} от \sqrt{t} .

Метод 2. Формулы Оде и Бабу (Odeh и Babu) [1]

Ранний радиальный режим течения

Продолжительность данного режима приблизительно равна минимальному из двух значений:

$$t_{e1} = \frac{1800d_z^2 \varphi \mu_0 c_t}{k_v} \quad (1.12)$$

или

$$t_{e1} = \frac{125L^2 \varphi \mu_0 c_t}{k_v} \quad (1.13)$$

Ранний линейный режим течения

Времена начала и окончания раннего линейного режима течения определяются из выражений:

$$t_{e2} = \frac{1800D_z^2 \varphi \mu_0 c_t}{k_v} \quad (1.14)$$

и

$$t_{e3} = \frac{160L^2 \varphi \mu_0 c_t}{k_x} \quad (1.15)$$

Поздний радиальный режим течения

Этот режим течения начинается в момент времени:

$$t_{e4} = \frac{1480L^2 \varphi \mu_0 c_t}{k_x} \quad (1.16)$$

и заканчивается в момент времени, равный минимальному из двух значений:

$$t_{e5} = \frac{2000\varphi \mu_0 c_t (d_x + \frac{L}{4})^2}{k_x} \quad (1.17)$$

или

$$t_{e5} = \frac{1650\varphi \mu_0 c_t d_y^2}{k_y} \quad (1.18)$$

Поздний линейный режим течения

Этот режим течения заканчивается в момент времени, равный максимальному из двух значений:

$$t_{e6} = \frac{4800\varphi\mu_0 c_t D_x^2}{k_x} \quad (1.19)$$

и

$$t_{e6} = \frac{1800\varphi\mu_0 c_t D_z^2}{k_z} \quad (1.20)$$

где:

- d_z – кратчайшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси z , футы;
- $D_z = h - d_z$ – наибольшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси z , футы; h – толщина пласта, футы;
- k_y – проницаемость в направлении оси y , мД;
- d_x – наименьшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси x , футы;
- D_x – наибольшее расстояние между скважиной и границей в направлении оси x , футы.

Метод 3. Формулы Озкана (Ozkan) и соавторов [1]

Ранний радиальный режим течения

$$L_D = \frac{L}{2h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \quad (1.21)$$

$$r_{wD} = \frac{2r_w}{L} \sqrt{\frac{k_h}{k_y}} \quad (1.22)$$

Предполагая, что пласт изотропный, то есть $k_x = k_y$, выражение 1.22 сводится к следующему:

$$r_{wD} = \frac{2r_w}{L} \quad (1.23)$$

После оценки величин L_D и r_{wD} , используя данные рисунка 1.7, можно найти величину t_D (пунктирная кривая AA), и тогда длительность раннего радиального режима течения даётся выражением:

$$t_{e1} = \frac{t_D \varphi \mu_0 c_t L_D^2}{0,001055 k_h} \quad (1.24)$$

где:

L_D – безразмерная длина скважины;

h – толщина пласта, футы;

r_{wD} – безразмерный радиус скважины;

t_D – безразмерное время.

Поздний радиальный режим течения

Момент начала этого режима течения можно определить, используя выражения 1.21 и 1.22. Затем находится время t_D по данным рисунка 1.7 (пунктирная линия BB) и результат подставляется в выражение 1.24.



Рисунок 1.7 – Зависимость давления от времени для горизонтальной скважины [1]

1.4 Графоаналитический метод выделения потоков горизонтальных скважин

Данный метод основан на особенностях поведения логарифмической производной давления. Выделение потоков производится на диагностическом (билогарифмическом) графике.

Безразмерное давление для радиального притока выглядит следующим образом [7]:

$$P_D = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{t_D}{C_D} + 0,81 + \ln[C_D e^{2S}] \right) \quad (1.25)$$

Производная давления для радиального притока равна (в безразмерных координатах):

$$P'_D = \frac{\partial P_D}{\partial \left(\ln \frac{t_D}{C_D} \right)} = 0,5 \quad (1.26)$$

Таким образом, участки графиков производных, соответствующие радиальному притоку, являются горизонтальными прямыми линиями с ординатой, равной 0,5 (в безразмерных координатах).

Безразмерное давление для периода ВСС выглядит следующим образом [7]:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} = P'_D \quad (1.27)$$

В целом, в случае логарифмической зависимости (радиальная, полуррадиальная структура потока) логарифмическая производная равна [7]:

$$P'_D = \frac{\partial P}{\partial \left(\ln \frac{t_D}{C_D} \right)} = a \quad (1.28)$$

Таким образом, график производной в данном случае имеет вид горизонтальной прямой.

В случае степенной зависимости (ВСС, линейный, билинейный, сферический, псевдоустановившийся режимы течения) логарифмическая производная равна:

$$P'_D = a \cdot n \left(\frac{t_D}{C_D} \right)^n \quad (1.29)$$

следовательно,

$$\log P'_D = n \cdot \log \frac{t_D}{C_D} + \log(a \cdot n) \quad (1.30)$$

Таким образом, график производной в билигарифмических координатах имеет вид прямой линии наклона n . Для ВСС $n = 1$, для линейного режима $n = 0,5$, для билинейного – $n = 0,25$.

На графике производной каждый режим течения имеет свой характеристический признак (прямую линию определённого тангенса угла наклона).

Все режимы течения можно «опознать» на одном графике. По этой причине билогарифмический график кривых давления и производной давления называется диагностическим графиком.

В зависимости от конкретных условий (длины горизонтального ствола, размеров пласта, положения скважины относительно границ) некоторые из режимов течения могут проявиться чётко. Влияние других может быть незначительным или вовсе отсутствовать.

Рисунок 1.8 иллюстрирует поведение давления и его логарифмической производной в билогарифмических координатах в случае малой (порядка десятков метров) длины горизонтального ствола и отсутствия существенного влияния поперечных границ пласта. В этом случае преобладает влияние радиальных режимов течения. Сразу по окончании послепритока (интервал «Q» на рисунке 1.8) могут наблюдаться ранний радиальный и полурadiальный режимы течения (интервалы «ER₁» и «ER₂»). На заключительной стадии исследования наблюдается поздний радиальный режим течения (интервал «R»). В данных условиях его влияние является доминирующим.

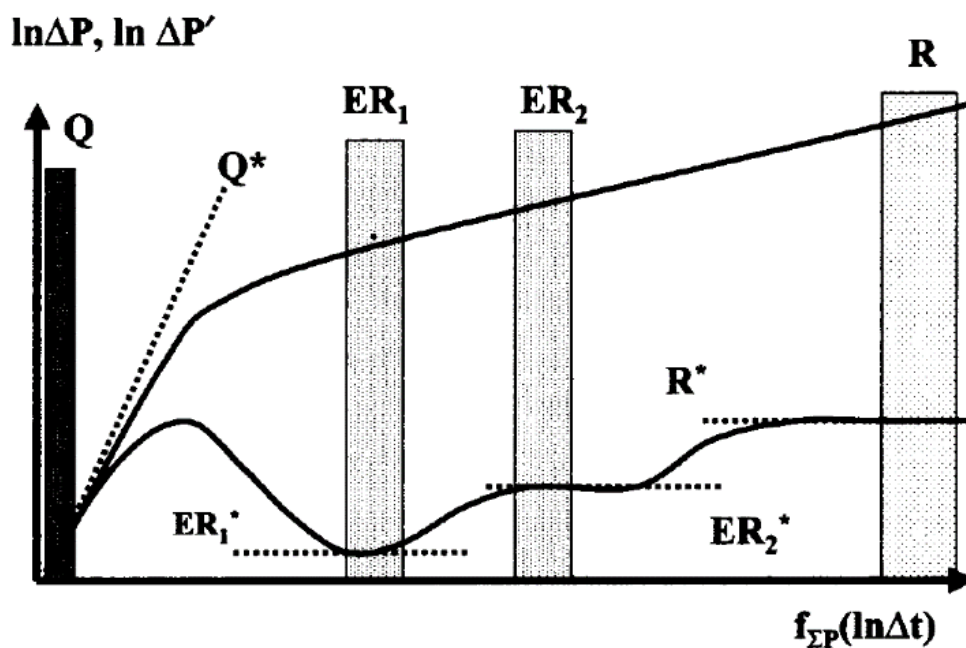


Рисунок 1.8 – Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в билогарифмических координатах (диагностика горизонтальной скважины в неограниченном по простираанию пласте) [4]

В интервалах послепритока «Q», раннего радиального «ER₁», полурадиального «ER₂» и позднего радиального «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER₁*, ER₂* и R*) с угловым коэффициентом «0», в интервале послепритока «Q» – с угловым коэффициентом «1». Сразу после полурадиального режима течения скважина выходит на поздний радиальный режим. Ввиду малой длины ствола ранний линейный режим не фиксируется.

При длине ствола порядка нескольких сотен метров его влияние более существенно и на логарифмической производной ярко выражен интервал раннего линейного течения (интервал «L» на рисунке 1.9), который, если длительность исследования достаточно, переходит в поздний радиальный (рисунок 1.9.б).

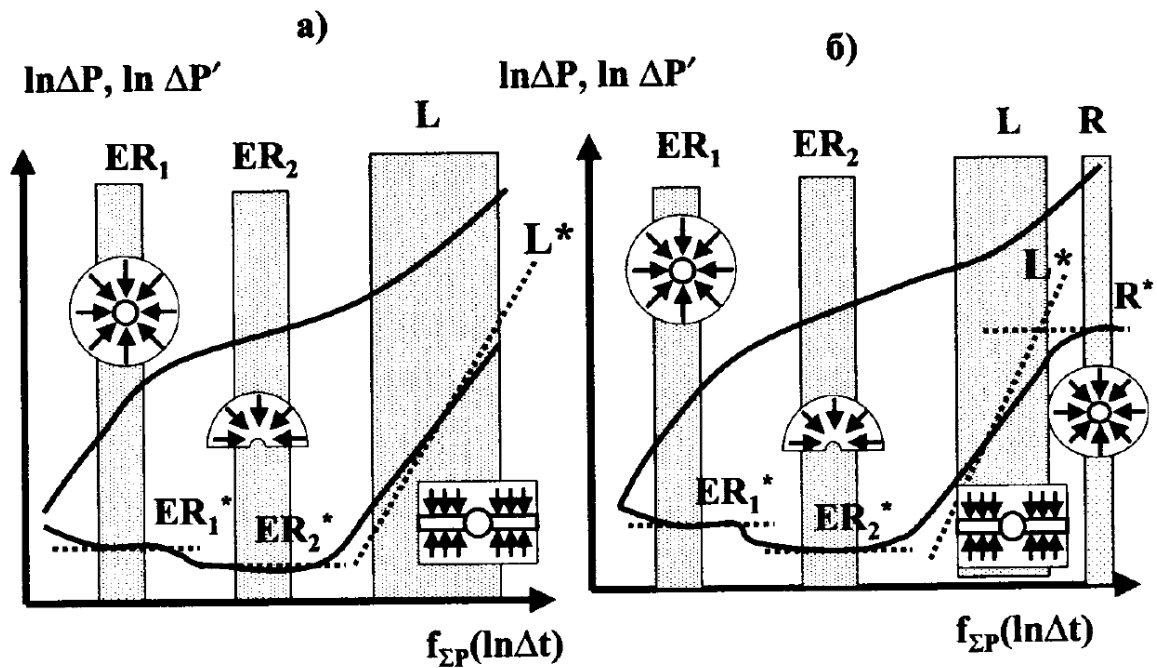


Рисунок 1.9 – Поведение давления (ΔP) и его логарифмической производной ($\Delta P'$) в билогарифмических координатах (диагностика режимов течения в горизонтальной скважине в неограниченном по простиранию пласте) при длине горизонтального ствола 800 (а) и 400 (б) м [4]

В интервалах раннего радиального «ER₁», полурadiaльного «ER₂» и позднего радиального «R» течения значения $\Delta P'$ аппроксимируются линейными зависимостями (ER₁*, ER₂* и R*) с угловым коэффициентом «0», в интервале раннего линейного притока (L*) – с угловым коэффициентом «0,5». При уменьшении длины горизонтального ствола (б) менее ярко выражен линейный режим, но наблюдается поздний радиальный.

Рисунок 1.10.а более подробно характеризует влияние на логарифмическую производную длины ствола при его одинаковом удалении от горизонтальных границ. Полурadiaльный режим в этом случае не проявляется. Чёткость фиксации раннего радиального и линейного режимов зависит от длины ствола. Чем длиннее ствол, тем рельефнее проявляются названные режимы. Линейный режим при этом становится более продолжительным.

Рисунок 1.10.6 иллюстрирует влияние относительного положения ствола относительно горизонтальных границ. Чем ближе скважина к одной из границ, тем более отчётливо проявляется полурадиальный режим. Понятно, что пласт для этого должен быть достаточно мощным, а искажающее влияние послепритока невелико.

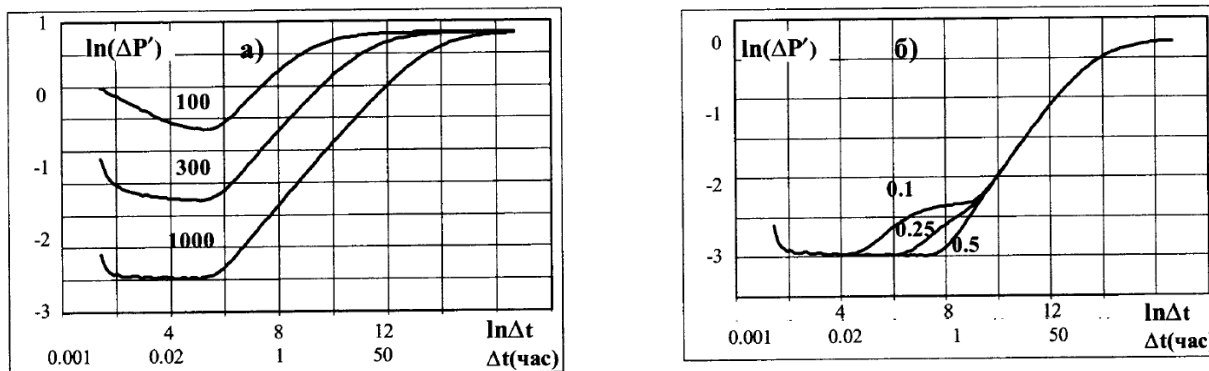


Рисунок 1.10 – Поведение логарифмической производной при исследовании по технологии КСД горизонтальной скважины: а) при расположении ствола на одинаковом расстоянии от горизонтальных границ, длине горизонтального ствола 100, 300 и 1000 м (шифр кривых), мощности пласта 10 м; б) при длине горизонтального ствола 1000 м, мощности пласта 30 м, относительном расстоянии до ближайшей горизонтальной границы 0,1; 0,25 и 0,5 (шифр кривых). Коэффициент послепритока $0,005 \text{ м}^3/\text{МПа}$, скин-фактор +4, проницаемость пласта по горизонтали 30 мД, по вертикали 6 мД [4]

Выводы:

В данной главе рассмотрены проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления.

Рассмотрены основные режимы притока к горизонтальному стволу.

Изучены традиционные (аналитический и графоаналитический) подходы к выделению потоков горизонтальных скважин. Выделен ряд недостатков, характерных для традиционных методов: они требуют либо наличие достоверной информации о состоянии призабойной зоны скважин (аналитические методы), либо детальный анализ производных забойного

давления с привлечением квалифицированных интерпретаторов (графоаналитические методы). При использовании данных методов также имеет место проблема значительного времени простоя скважин при проведении ГДИ (аналитические методы могут дать лишь приближённую оценку времени начала того или иного режима течения, а графоаналитический метод предполагает наличие полной КВД).

2 АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

2.1 Метод интегрированных моделей

Особенность традиционных методов связана с проведением интерпретации результатов ГДИС после их завершения заранее спланированных исследований, что часто приводит к простоям скважин и значительной потере нефти.

Современный этап развития методов идентификации ГДИС основан на интеграции разнородной информации, использовании дополнительных априорных данных, накопленного опыта и знаний, экспертных оценок. Интегрированные модели и системы идентификации ГДИС с учетом априорной информации позволяют:

1. Интегрировать и согласовывать неоднородные данные ГДИС, результаты гидродинамического и статистического моделирования, промысловые данные истории разработки с различными сведениями, полученными в результате обобщения опыта разработки нефтяных месторождений.
2. Повысить качество методов прогноза добычи, оценки остаточных извлекаемых запасов, фильтрационных свойств нефтяных пластов, продуктивности скважин.
3. Значительно сократить простои скважин при проведении ГДИС.

Метод идентификации ГДИС основан на стохастической непараметрической интегрированной системе моделей КВД вида:

$$\begin{cases} P_3^* = P_3(\alpha, q) + \xi; \\ \bar{P}_{\text{пл}} = \phi(P_3(\alpha, q(T)) + \eta, \\ \bar{\alpha}_k = f_k(\alpha_k) + \nu_k, k = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (2.1)$$

где $P_3^* = (P_3^*(t_i), i = \overline{1, n})$, $P_3(\alpha, q) = (P_3(t_i, \alpha, q(t_i)), i = \overline{1, n})$ – векторы фактических значений забойного давления в моменты времени t_i и вычисленных значений на основе модели КВД, которая задана с точностью до

вектора неизвестных параметров $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_m)$ функции $P_3(t, \alpha, q(t))$; $\overline{P}_{пл} = (\overline{P}_{плj}, j = \overline{1, r})$, $\overline{\alpha}_k = (\overline{\alpha}_{kl}, l = \overline{1, p}), k = \overline{1, l}$ – экспертные оценки пластового давления, дополнительные априорные данные параметров модели КВД; $P_3(\alpha, q(T))$ – значения пластового давления, полученные на основе модели КВД (T – необходимое время исследований для восстановления пластового давления, порядка 200 часов); $q = (q(t_i), i = \overline{1, n})$ – значение дебита жидкости в скважине после ее остановки; $\phi, f_k, k = \overline{1, l}$ – неизвестные однозначные функции; $\xi = (\xi(t_i), i = \overline{1, n}), \eta = (\eta_j, j = \overline{1, r}), \nu_k = (\nu_{ik}, i = \overline{1, p}), k = \overline{1, l}$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений забойного давления и ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

Задача идентификации заключается в оценивании неизвестных фильтрационных параметров пласта α , когда функции $\phi, f_k, k = \overline{1, l}$ неизвестны. Предполагается, что эти функции непрерывны, ограничены и имеют производные. В условиях данного вида непараметрической априорной неопределенности требуется применять непараметрические методы [9].

Задача идентификации (2.1) с применением непараметрического метода аналогов состоит в решении оптимизационных задач вида [10]:

$$\alpha^*(\beta) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha) \quad (2.2)$$

$$\beta^* = \arg \min_{\beta} \|P_3^* - P_3(\alpha^*(\beta), q^*)\|^2 \quad (2.3)$$

где $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$; $\Phi(\alpha) = \|P_3^* - P_3(\alpha^*(\beta), q^*)\|^2 + \|\overline{P}_{пл} - P_3(\alpha^*(\beta), q^*)\|_{W_1}^2 + \sum_{k=1}^l \|\overline{\alpha}_k - \alpha_k\|_{W_1}^2$ – комбинированный показатель качества модели (2.1), который состоит из частных квадратичных критериев качества модели КВД и моделей дополнительных априорных сведений; $W_1 = \text{diag}(w(P_{пл}(\alpha^0, q^*) - \overline{P}_{плj})/\beta_1, j = \overline{1, r})$, $W_{2k} = \text{diag}(w(\alpha_j^0 - \overline{\alpha}_{jk})/\beta_2), j = \overline{1, 2}$ – диагональные матрицы весовой функции w с управляющими параметрами $\beta = (\beta_1, \beta_2)$; α^0 –

начальные оценки фильтрационных параметров; $\alpha^*(\beta) = (\alpha_1^*(\beta), \alpha_2^*(\beta), \dots, \alpha_n^*(\beta))$ – оптимальные оценки параметров модели КВД; $q^* = (q^*(t_i), i = \overline{1, n})$ – оценки дебита жидкости в стволе скважины; $\|X\|$ – норма вектора X ; $\beta^* = (\beta_1^*, \beta_2^*)$ – оптимальные оценки управляющих параметров. Весовые функции w имеют следующие свойства [9]:

$$\begin{aligned} w(x - u)/h &\rightarrow 1, h \rightarrow \infty; \\ w(x - u)/h &\rightarrow 0, h \rightarrow 0. \end{aligned}$$

Надо отметить, что в случае, когда значения управляющих параметров равны нулю ($\beta = 0$), априорная информация о параметрах пласта не учитывается и оценки параметров пласта (2.2) совпадают с оценками метода наилучшего совмещения [2]:

$$\alpha^*(0) = \underset{\alpha}{\operatorname{argmin}} (\Phi(\alpha) = \|P_3^* - P_3(\alpha, q^*)\|^2) \quad (2.4)$$

При использовании дополнительной информации о пластовом давлении имеет место интегрированная система моделей:

$$\begin{cases} P_3^*(t_i) = P_3(t_0) + P_3(t_i, S, \alpha, q(t_i)) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \overline{P}_{\text{пл}}^k = \int_{t_0}^T \frac{dP_3(\tau, S, \alpha, q(\tau))}{d\tau} d\tau + \eta_k = P_{\text{пл}}(T, S, \alpha) + \eta_k, k = \overline{1, l}, \end{cases} \quad (2.5)$$

где $\overline{P}_{\text{пл}}^k, k = \overline{1, l}$ – экспертные оценки пластового давления; $P_3(t_0)$ – начальное значение забойного давления в момент остановки скважины t_0 ; $\xi_i, i = \overline{1, n}, \eta$ – некоторые случайные величины, представляющие ошибки измерения КВД и ошибки задания априорной информации о пластовом давлении.

При использовании дополнительной априорной информации о фильтрационных параметрах пласта и скважины, накопленной жидкости после остановки скважины, используем интегрированную систему моделей вида:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_3^*(t_i) = P_3(t_0) + P_3(t_i, S, q(t_i, \alpha)) + \xi_i, i = \overline{1, n}, \\ \overline{P}_{пл}^k = \int_{t_0}^T \frac{dP_3(\tau, S, q(\tau, \alpha))}{d\tau} d\tau + \eta_{1k} = P_{пл}(T, S, \alpha) + \eta_{1k}, k = \overline{1, l}, \\ \overline{S}_j = S_j + \eta_{2j}, j = \overline{1, m_1}, \\ \overline{V}_j = \int_{t_0}^T q(\tau, \alpha) d\tau + \eta_{3j}, j = \overline{1, m_2}, \end{array} \right. \quad (2.6)$$

где $\overline{S}_j, j = \overline{1, m_1}$ – экспертные оценки фильтрационных параметров пласта; $\overline{V}_j, j = \overline{1, m_2}$ – оценки накопленной добычи жидкости после остановки скважины.

2.2 Метод адаптивной интерпретации

В основе алгоритмов адаптивной интерпретации нестационарных гидродинамических исследований скважин используется стохастическая система моделей КВД с учетом продолжающего притока жидкости в стволе скважины с дебитом q_n [11]:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{3,n}^* = f_3(\alpha_n, q_n) + \xi_n, \\ \overline{z}_n = f_a(\alpha_n) + \eta_n, n = \overline{1, n_k}, \end{array} \right. \quad (2.7)$$

где $P_{3,n}^*, f_3(\alpha_n, q_n)$ – векторы фактических значений забойных давлений в текущий момент времени t_n и вычисленных значений на основе модели f_3 , заданной с точностью до параметров $\alpha_n = (\alpha_{1n}, \alpha_{2n}, \dots, \alpha_{mn})$; $\overline{z}_n = (\overline{z}_{1n}, \overline{z}_{2n}, \dots, \overline{z}_{pn})$ – вектор известных к текущему моменту времени дополнительных данных и экспертных оценок параметров пласта (фильтрационные параметры, пластовое давление, накопленная продукция в стволе скважины после ее остановки и т.п.); $f_a(\alpha_n, q_n)$ – вектор значений дополнительных данных, полученный на основе моделей $f_a = (f_{a1}, f_{a2}, \dots, f_{ap})$; n_k – объем измерений забойного давления, необходимых для обеспечения требуемой точности оценок параметров α_n ; $\xi_n = (\xi_{1n}, \xi_{2n}, \dots, \xi_{nn})$, $\eta_n = (\eta_{1n}, \eta_{2n}, \dots, \eta_{pn})$ – векторы случайных величин, представляющие погрешности измерений либо расчета дебита притока

продукции в скважине, забойных давлений, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок, неточность моделей.

Проектирование алгоритмов адаптивной интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД с позиций системного подхода представим как процесс выбора оптимальной системы альтернатив, который содержит три этапа:

1. Формирование исходных данных, дополнительных априорных сведений, экспертных оценок, модели КВД и моделей объектов-аналогов $f_a(\alpha_n, q_n)$ в рамках системы (2.7)

$$\{P_{z,n}^*, \bar{z}_n, f_z(\alpha_n, q_n), f_a(\alpha_n, q_n), n = \overline{1, n_k}\} \quad (2.8)$$

2. Выбор показателей качества моделей и решение оптимизационных задач:

$$\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(J_0(\alpha_n), \beta_k J_k(\alpha_n), k = \overline{1, p}), n = \overline{1, n_k}, \quad (2.9)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(\alpha_n^*(\beta_n)) \quad (2.10)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$, ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ – комбинированный функционал качества системы моделей КВД, состоящий из частного показателя качества $J_0(\alpha_n)$ модели КВД и взвешенных весами β_n частных показателей качества $J_k(\alpha_n)$ моделей объектов-аналогов, которые представляют дополнительные априорные сведения и экспертные оценки параметров пласта и скважины.

3. Анализ точности полученных приближений и принятие решения о прекращении либо о продолжении исследований с возвратом к пункту 2, либо к пункту 1.

Решение о прекращении исследований может быть принято на основе визуального анализа графика зависимости оценок параметров пласта и скважины (2.9) от времени, либо по критерию стабилизации полученных приближений, где, например, за момент их завершения n_k принимается то значение n , при котором выполняется неравенство:

$$|(\alpha_{j,(n-i)}^* - \alpha_{jn}^*)/\alpha_{nj}^*| \leq \text{eps}_j, j = \overline{1, m}, i = 1, 2, 3, \dots \quad (2.11)$$

где (eps_j – заданная точность).

Рассмотрим решение задачи (2.8)-(2.11) в случае идентификации и интерпретации гидродинамических исследований на неустановившихся режимах фильтрации по КВД однородно-пористого нефтяного пласта с учетом притока жидкости в скважине. В качестве модели забойного давления скважины используем зависимость [12]:

$$\frac{\Delta P_3(t)}{q_0 - q(t)} = \frac{1}{4\pi\sigma} \left[\ln\left(\frac{2,25\chi}{r_{np}^2}\right) + \phi(t) \right] \quad (2.12)$$

$$\phi(t) = \frac{q_0 \ln t - \omega(t)}{q_0 - q(t)}, \omega(t) = \int_{t_0}^t \frac{q(\tau)}{t - \tau} d\tau$$

где q_0 – дебит скважины до ее остановки; $P_3(t_0)$ – забойное давление момент остановки скважины t_0 ; $P_3(t), q(t)$ – забойное давление и продолжающийся приток жидкости в скважину после ее остановки; r_{np} – приведенный радиус скважины; σ, χ – гидропроводность и пьезопроводность нефтяного пласта. В данном случае система моделей КВД (2.7) с учетом дополнительной информации о пластовом давлении, пьезопроводности и гидропроводности имеет вид:

$$\begin{cases} y_n^* = \alpha_{1n} + \alpha_{2n}\phi(n) + \xi_n, n = \overline{1, n_k}, \\ \bar{\alpha}_{1n} = \alpha_{1n} + \eta_1, \bar{\alpha}_{2n} = \alpha_{2n} + \eta_2, \bar{P}_{nl,n} = \alpha_{1n} + \alpha_{2n} \ln(T) + \eta_3 \end{cases} \quad (2.13)$$

где $y_n^* = (P_n^* - P(t_0))/(q_0 - q_n^*)$; $P_n^*, q_n^*, n = \overline{1, n_k}$ – измеренные значения забойного давления в моменты времени t_n и рассчитанные значения дебита притока жидкости; $\bar{\alpha}_{1n} = \frac{q_0}{4\pi\bar{\sigma}_n} \ln(2,25\bar{k}_p)$, $\bar{\alpha}_{2n} = \frac{q_0}{4\pi\bar{\sigma}_n}$; $\bar{P}_{nl,n}, \bar{k}_p, \bar{\sigma}_n$ – дополнительные данные и экспертные оценки пластового давления, комплексного параметра и гидропроводности, которые известны к текущему моменту времени t_n .

Надо отметить, что при выборе комбинированного функционала качества $\Phi(\alpha_n)$ (2.9) для системы моделей (2.13) в виде свертки частных квадратичных показателей качества:

$$\Phi(\alpha_n) = J_0(\alpha_n) + \sum_{k=1}^3 \beta_k J_k(\alpha_n) = \|y_n^* - F\alpha_n\|_{W_1}^2 + \|\bar{z}_n - F_a\alpha_n\|_{W_2}^2 \quad (2.14)$$

Оптимизационная задача (2.9) имеет точное аналитическое решение и сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$(F^T W_1 F + F_a^T W_2 F_a^T) \cdot \alpha_n(\beta) = (F^T W_1 y_n^* + F_a^T W_2 \bar{z}_n), \quad (2.15)$$

где запись $\|X\|_W^2$ обозначает квадратичную форму $X^T W X^T$; $F = (1, \phi(n), n = \overline{1, n_k})$ – матрица размерности $(n_k \times 2)$; $F_a^T = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & \varphi(T) \end{bmatrix}$ – матрица размерности (2×3) ; $\bar{z}_n = (\bar{\alpha}_{1n}, \bar{\alpha}_{2n}, \bar{P}_{nl,n})$ – вектор экспертных оценок; $y_n^* = (y_n^*, n = \overline{1, n_k})$ – вектор; $W_1 = \text{diag}(w(n), n = \overline{1, n_k})$ – диагональная матрица весовой функции $w(t)$, которая определяет вес y_n^* в текущий момент времени t_n ; $W_2 = \text{diag}(\beta_{1n}, \beta_{2n}, \beta_{3n})$ – диагональная матрица управляющих параметров $\beta_n = (\beta_{1n}, \beta_{2n}, \beta_{3n})$, которые определяют вес дополнительных данных \bar{z}_n .

Для получения системы линейных алгебраических уравнений (2.15) необходимо взять частные производные по параметрам α_n от комбинированного показателя качества (2.14) и приравнять их к нулю.

Следует отметить, что задача определения оптимальных значений вектора управляющих параметров β_n^* (2.10) не имеет аналитического решения и решается по методам последовательных приближений.

2.3 Адаптивная интерпретация с диагностикой потоков

Поздний радиальный поток ГС представляется уравнением забойного давления $P_3(t)$ вида:

$$\Delta P_3(t) = P_3(t) - P_3(t_0) = \frac{C_s q \mu B}{k_r h} \ln \left(\frac{2,25 k_r t}{t \mu r_{np}^2} \right) \quad (2.16)$$

Время начала позднего радиального потока t_r определяется по формуле:

$$t_r \approx \frac{1500L^2 m \mu C_t}{k_z} \quad (2.17)$$

где $P_3(t_0)$ – забойное давление в момент остановки скважины; $k_r = \sqrt{k_x k_y}$ – проницаемость в горизонтальной плоскости; k_y, k_z – горизонтальная и вертикальная проницаемости; k_x – горизонтальная проницаемость по стволу скважины; q – дебит скважины перед ее остановкой; B, μ – объемный коэффициент и динамическая вязкость нефти соответственно; m – пористость; r_{np} – приведенный радиус скважины; h – эффективная толщина пласта; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц; C_t – общая сжимаемость системы нефти и скелета породы.

Линейный поток ГС представляется уравнением:

$$\Delta P_3 = \frac{C_s q B}{\sqrt{\pi} L h} \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{m k_y}} + \frac{q \mu}{4 \pi k_{zy} L} S \quad (2.18)$$

Время начала линейного потока вычисляется по формуле:

$$t_l = \frac{160 L^2 m \mu C}{k_y} \quad (2.19)$$

Надо отметить, что на практике используются количественный и качественный критерия для выделения потоков. Количественный способ заключается в определении времени начала потоков по формулам (2.17) и (2.19). А качественный критерий заключается в анализе диагностического графика производной от забойного давления $P_3'(t) = \frac{dP_3(t)}{dt}$ в координатах $lg P_3'(t) - lg(t)$ [13, 15, 16].

Для объяснения трудности выделения потоков с применением производной от забойного давления на рисунках 2.1, 2.2 приведены кривые восстановления давления и их производные в билогарифмических координатах для ГС однородно-пористого пласта нефтяного месторождения Тюменской области.

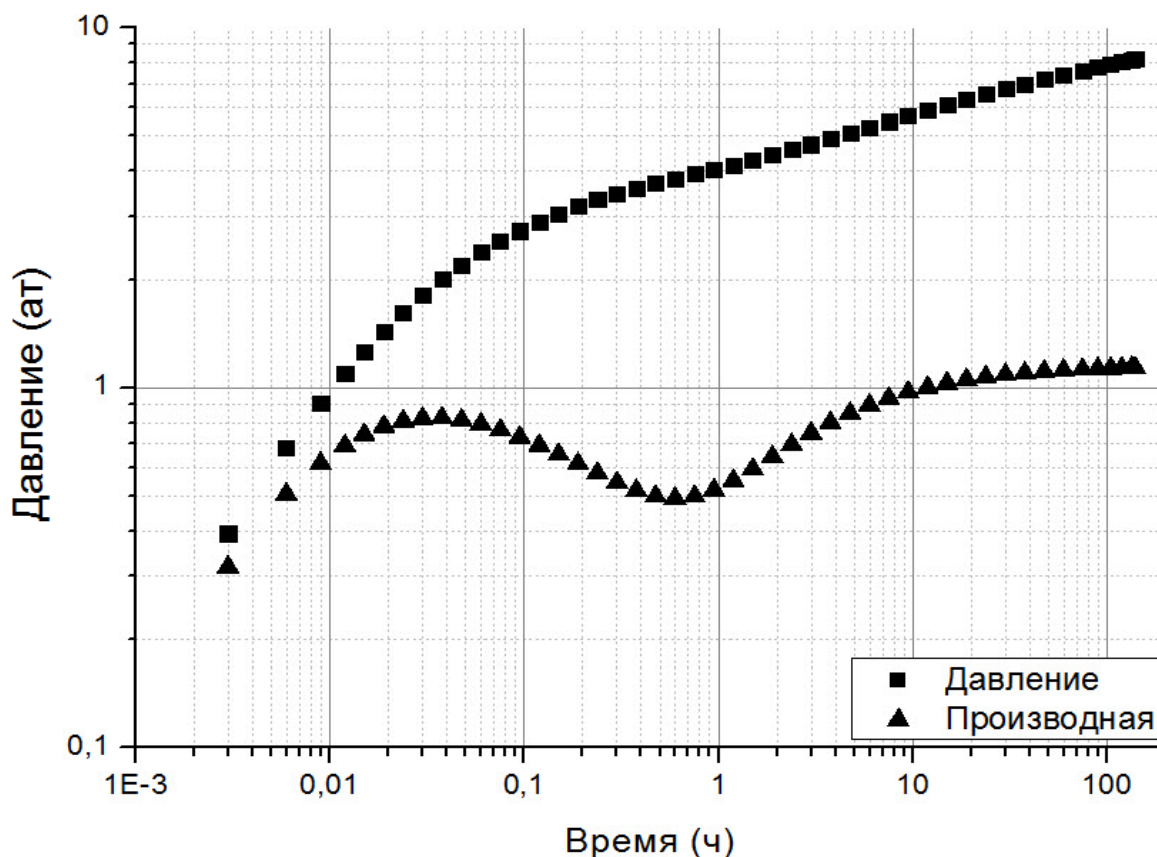


Рисунок 2.1 – Диагностический график скважины №1

На рисунке 2.1 для скважины №1 достаточно четко видны прямолинейные участки, которые представляют радиальные потоки. Начала и концы горизонтальных участков, которые определяют линейный поток с наклоном производной от забойного давления порядка 45 градусов, позволяют корректно применить известные технологии интерпретации с использованием моделей забойного давления (2.16), (2.18) [12, 13, 14]. На рисунке 2.2 для скважины №2 наблюдается другая ситуация, которая показывает, что четко выделить радиальный и линейный потоки не представляется возможным, и возникает необходимость применения количественных критериев.

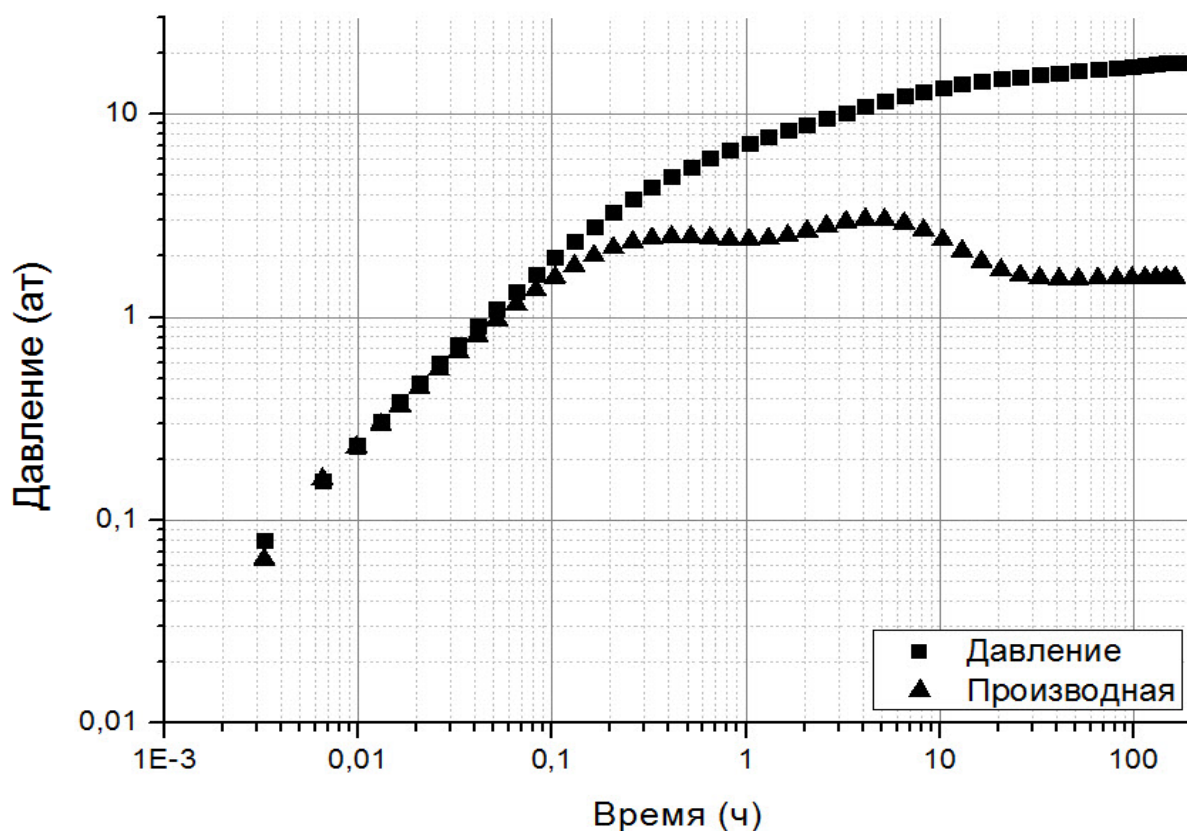


Рисунок 2.2 – Диагностический график скважины №2

Однако актуальной проблемой при использовании количественных критериев для вычисления времени начала потоков является присутствие в формулах (2.17), (2.19) фильтрационных параметров пласта, горизонтальной и вертикальной проницаемости k_y, k_z , которые нам изначально неизвестны и подлежат определению.

Выводы:

В данной главе рассмотрены теоретические основы современных методов идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований по КВД: метод интегрированных моделей интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД, а также адаптивный метод интерпретации гидродинамических исследований скважин по КВД.

3 МЕТОД ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ АДАПТИВНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

3.1 Сущность метода оперативной диагностики фильтрационных потоков

В данной работе для выделения режимов фильтрации в процессе проведения ГДИ горизонтальных скважин предлагается метод оперативной диагностики фильтрационных потоков. Данный метод позволяет проводить диагностику фильтрационных потоков нефтяных горизонтальных скважин в процессе проведения ГДИ (в режиме реального времени), сокращать время простоя скважин и, как следствие, экономические издержки, связанные с проведением ГДИ нефтяных горизонтальных скважин.

В сущности, предлагаемый метод представляет из себя алгоритм, реализованный на языке программирования Visual Basic for Applications и выполняющий оперативную диагностику фильтрационных потоков нефтяных горизонтальных скважин в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований.

Ниже будут более подробно рассмотрены этапы выполнения данного алгоритма.

На первом этапе выполнения алгоритма происходит вычисление производной забойного давления, вычисленного на основе адаптивного метода интегрированных моделей, с учётом априорной информации о пластовом давлении и фильтрационной характеристике пласта.

Вычисление происходит по формуле центральной конечной разности:

$$P'_i = \frac{P_{i+1} - P_{i-1}}{\ln t_{i+1} - \ln t_{i-1}} \quad (3.1)$$

Данные фактического давления и его производной, давления, вычисленного на основе адаптивного метода интегрированных моделей, и его производной наносятся на диагностический график (рисунок 3.1).

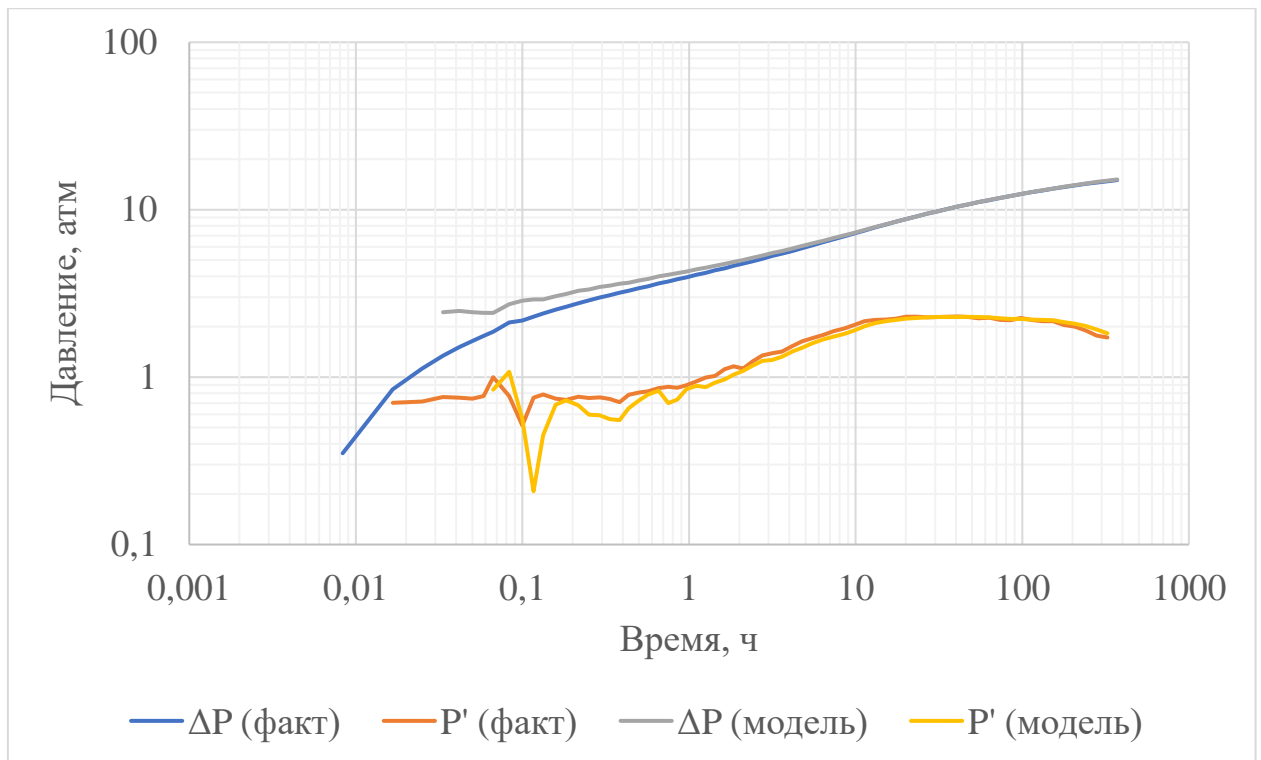


Рисунок 3.1 – Диагностический график скважины №647

На следующем этапе выполняется сглаживание производной модели забойного давления.

Были протестированы различные алгоритмы сглаживания: экспоненциальный, линейный, логарифмический, полиномиальный, степенной, скользящего среднего.

Наилучшие результаты по критерию среднего квадратичного отклонения показал метод полиномиальной аппроксимации с использованием замены переменной:

$$y_i = \ln P'_i; x_i = \ln t_i \quad (3.2)$$

Выбор степени полинома обусловлен основным фактором: известно, что степень полинома определяет количество экстремумов функции на анализируемом промежутке времени. У полинома второй степени – один экстремум (график – парабола), у полинома третьей степени может быть один или два экстремума, у полинома четвертой степени – до трёх и т. д.

Таким образом, степень полинома определяет и максимальное количество различных режимов фильтрации, которые могут быть отражены на графике сглаженной производной давления.

В главе 1 данной работы были рассмотрены режимы течения, которые могут наблюдаться в случае ГС. Основные из них: ВСС, ранний радиальный, ранний линейный, поздний радиальный, поздний линейный. Следовательно, для аппроксимации требуется полином степени не ниже пятой.

С другой стороны, чрезмерно высокая степень полинома затрудняет вычисления и что самое важное, снижает общее качество сглаживания.

Таким образом, используя полином пятой степени и замену переменных (3.2) составим выражение для сглаженной производной:

$$\begin{cases} y_i = ax_i^5 + bx_i^4 + cx_i^3 + dx_i^2 + gx_i + k \\ y_i = \ln P'_i \\ x_i = \ln t_i \end{cases} \quad (3.3)$$

Для определения коэффициентов полинома a, b, c, d, g, h используется метод наименьших квадратов.

Результаты сглаживания производной давления для скважины №647 приведены на рисунке 3.2.

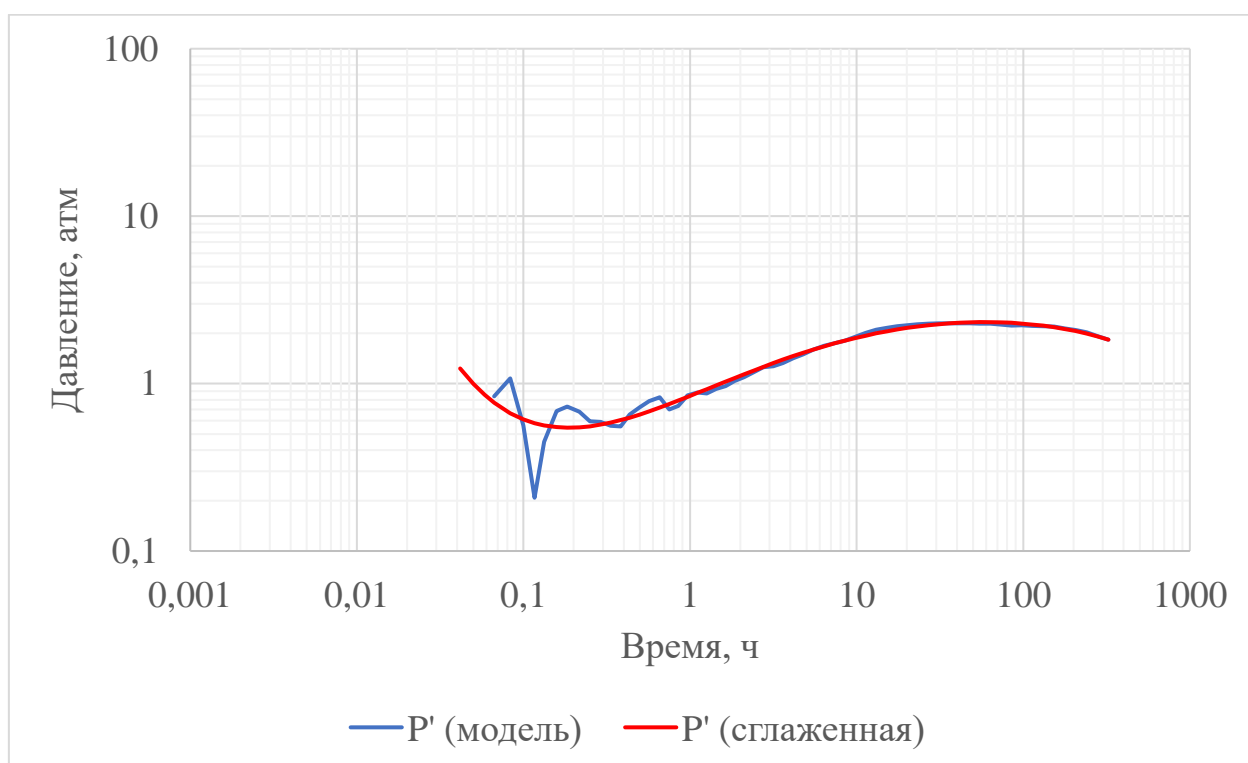


Рисунок 3.2 – Полиномиальная аппроксимация графика производной забойного давления

Для диагностики потоков используем сглаженную кривую производной давления.

Для определения времени начала того или иного режима фильтрации по графику сглаженной производной воспользуемся свойствами логарифмической производной давления:

$$P'_D = \frac{\partial P}{\partial \left(\ln \frac{t_D}{c_D} \right)} = a \quad (3.4)$$

и

$$\log P'_D = n \cdot \log \frac{t_D}{C_D} + \log(a \cdot n) \quad (3.5)$$

В качестве основного критерия выделения потоков можно использовать тангенс угла наклона касательной к графику сглаженной производной, который вычисляем по формуле:

$$\tan \alpha_i = \frac{\ln \frac{P'_{i+1}}{P'_{i-1}}}{\ln \frac{t_{i+1}}{t_{i-1}}} \quad (3.6)$$

Таким образом, критерием выделения того или иного режима течения является:

$$\tan \alpha = n \pm \Delta \quad (3.6)$$

где $n = 0$ – для раннего и позднего радиального режимов течения; $n = 0,5$ – для раннего и позднего линейного режимов течения, $n = 1$ – для периода ВСС; равномерно разбив на интервалы диапазон значений n принимаем $\Delta = 0,15$.

На рисунке 3.3 представлен результат работы предложенного алгоритма выделения фильтрационных потоков ГС №647 по производной модели забойного давления.

Более подробные результаты диагностики потоков и определение параметров пласта на примере четырёх нефтяных горизонтальных скважин представлены в параграфе 3.3 данной магистерской диссертации.

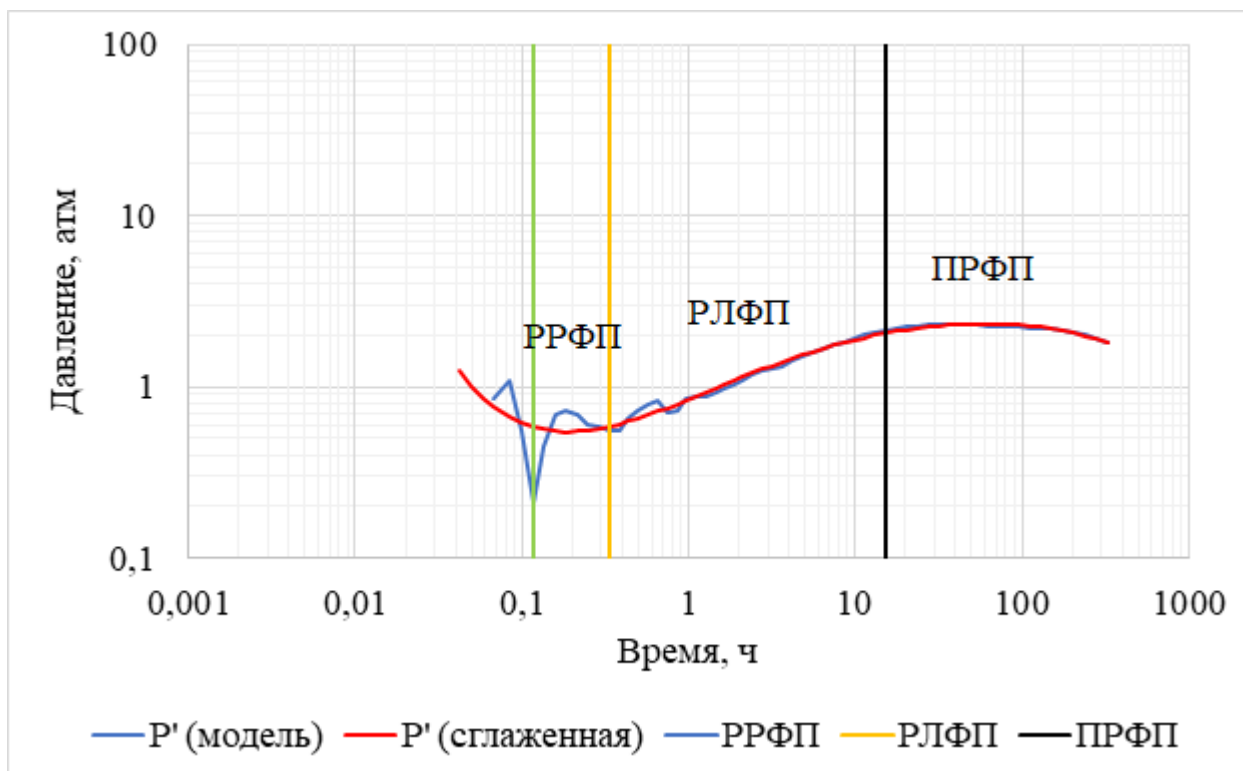


Рисунок 3.3 – Диагностика фильтрационных потоков горизонтальной скважины №647

3.2 Программная реализация метода оперативной диагностики фильтрационных потоков

Предлагаемый алгоритм реализован на языке программирования Visual Basic for Applications в среде Microsoft Excel 2019.

Данный алгоритм организован в виде цикла. Каждый раз, когда расширяется интервал анализируемых данных (при поступлении очередного замера давления), модель давления адаптируется, учитывая в каждый момент времени все имеющиеся данные.

При каждом обновлении имеющейся информации последовательно выполняется вся последовательность операций, описанных в параграфе 3.1 настоящей работы.

Тот или иной фильтрационный поток диагностируется только в случае, если некоторое последовательное количество численных значений критерия (3.6) удовлетворяет условию для данного фильтрационного потока. Данное ограничение работы алгоритма вызывает задержку между временем

наступления фильтрационного потока и временем его определения (время начала потока подтверждается спуска несколько замеров), но положительно влияет на точность определения времени начала потока, а также позволяет избежать ошибок в определении потоков, связанных с малым количеством имеющихся замеров забойного давления в начальный период исследования.

Визуальный интерфейс программы представлен на рисунке 3.6.

На рисунках 3.4 и 3.5 отображён диагностический график в момент определения начала РЛФП (рисунок 3.5) и ПРФП (рисунок 3.6).

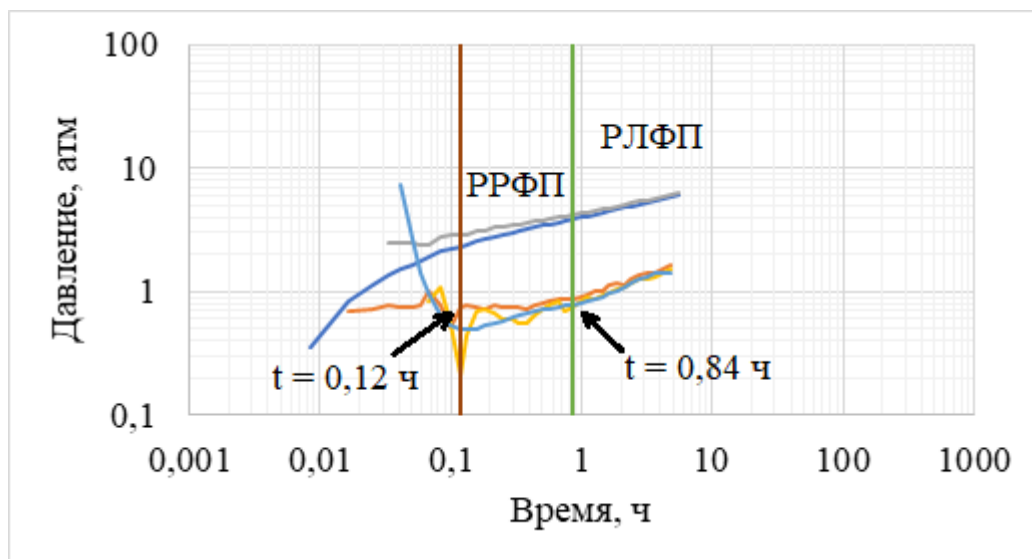


Рисунок 3.4 – Момент начала линейного потока

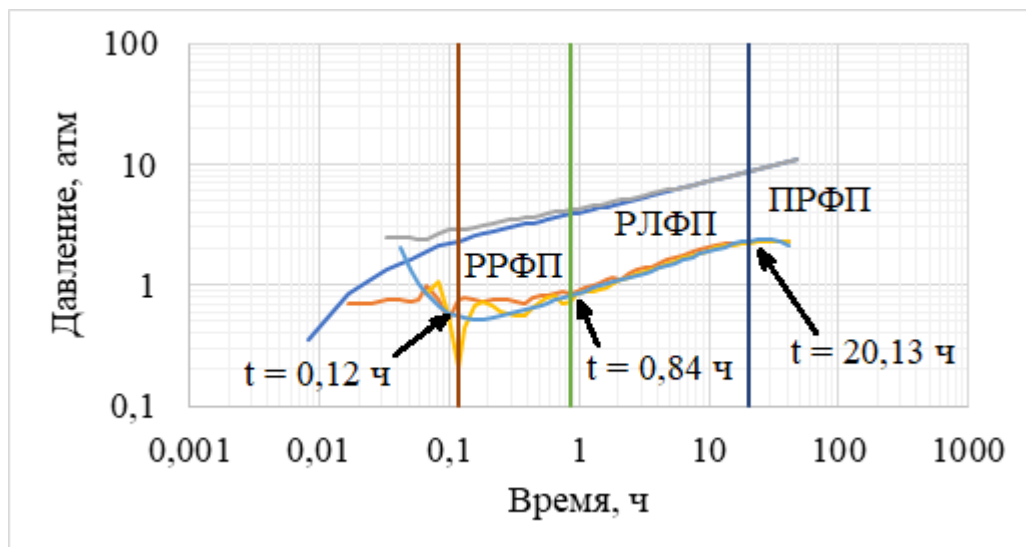


Рисунок 3.5 – Момент начала позднего радиального потока

3.3 Результаты апробации алгоритмов метода оперативной диагностики фильтрационных потоков на промысловых данных

В таблице 3.1 представлены данные, необходимые для адаптивной интерпретации результатов ГДИ нефтяных горизонтальных скважин с использованием метода оперативной диагностики фильтрационных потоков и в ПО «Saphir».

Таблица 3.1 – Данные, необходимые для интерпретации

Скважина №	647	1166	2031	2156
Дебит скважины перед её остановкой, м ³ /сут	163,2	137	330	176
Радиус скважины, см	10,8	10,8	10,8	10,8
Динамическая вязкость нефти в пласте, сП	3,92	3,92	3,92	3,92
Объёмный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,191	1,191	1,191	1,191
Толщина пласта, м	7,2	5,4	4	4,78
Пористость	0,13	0,13	0,13	0,13
Коэффициент сжимаемости системы, атм ⁻¹	$4,32 \cdot 10^{-4}$	$4,32 \cdot 10^{-4}$	$4,32 \cdot 10^{-4}$	$4,32 \cdot 10^{-4}$

На рисунках 3.7-3.10 представлены диагностические графики с выделенными методом оперативной диагностики фильтрационными потоками.

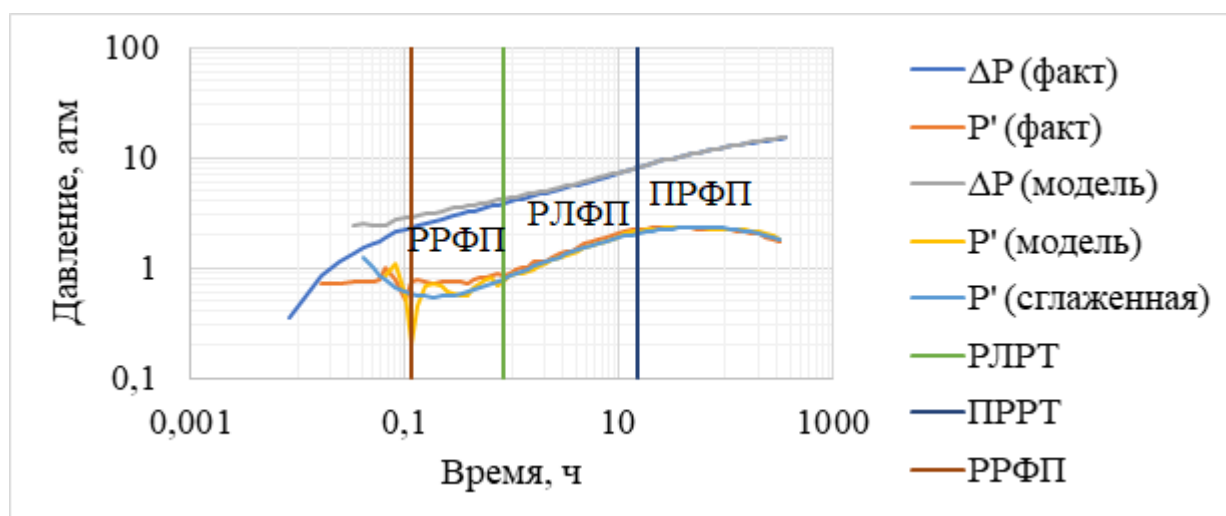


Рисунок 3.7 – Диагностический график скважины №647

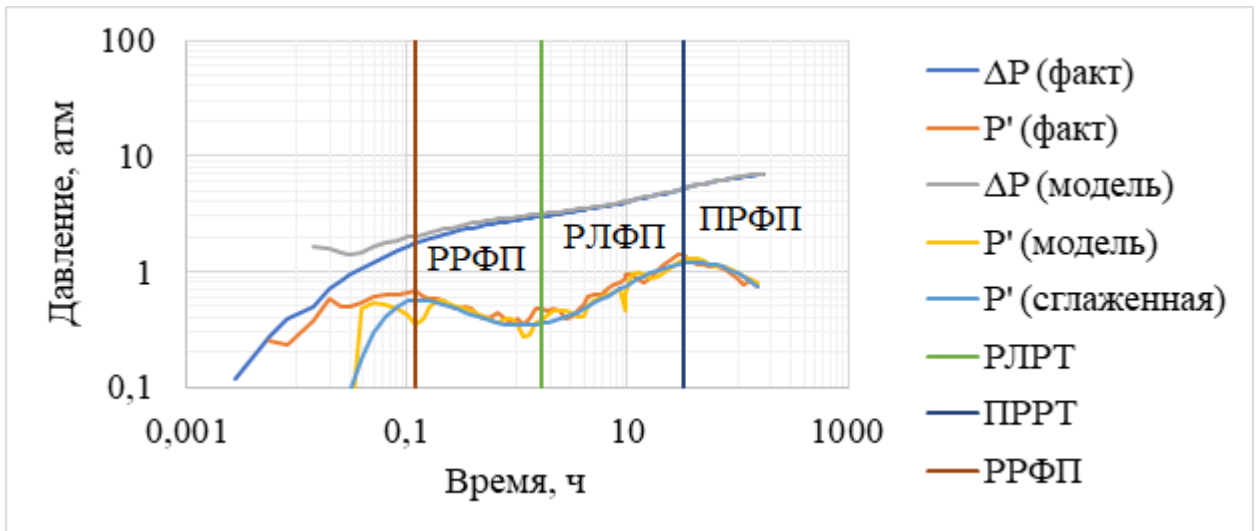


Рисунок 3.8 – Диагностический график скважины №1166

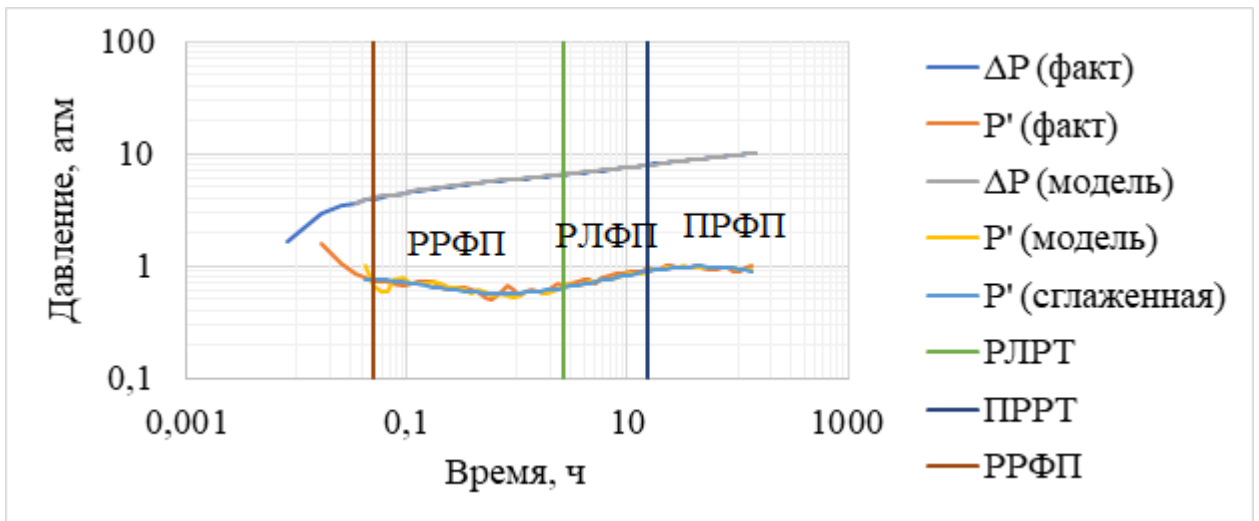


Рисунок 3.9 – Диагностический график скважины №2031

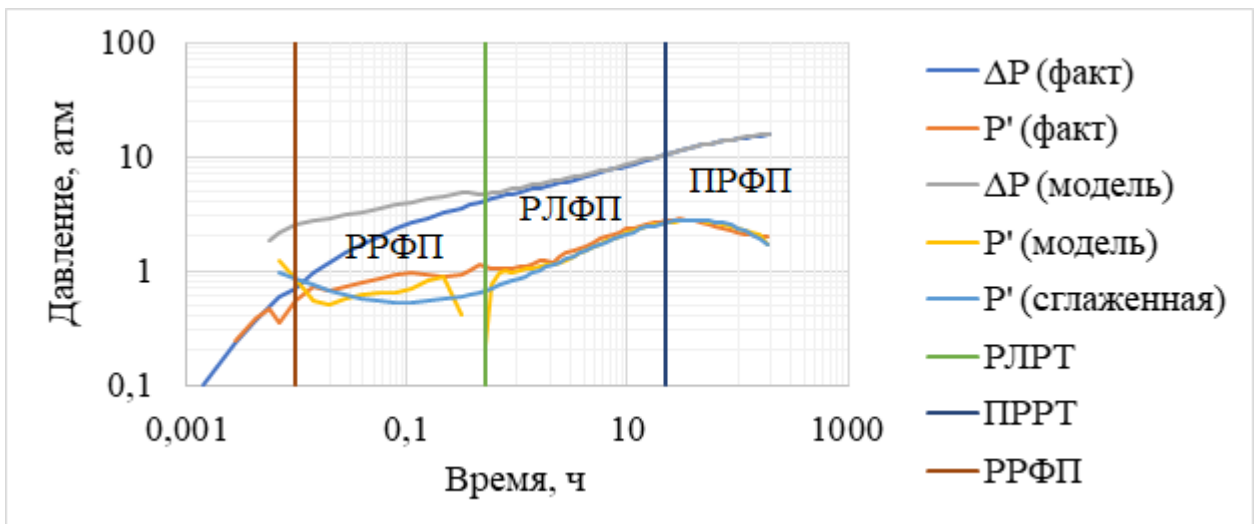


Рисунок 3.10 – Диагностический график скважины №2156

В таблице 3.2 представлены значения времени начала основных режимов течения горизонтальных скважин, вычисленные аналитическим методом, графоаналитическим и методом оперативной диагностики потоков.

Таблица 3.2 – Результаты диагностики фильтрационных потоков

Номер скважины	Метод диагностики	Время начала потока, ч		
		РРФП	РЛФП	ПРФП
647	Графоаналитический (Saphir)	0,02	1	19,2
	Адаптивный	0,12	0,84	20,13
1166	Графоаналитический (Saphir)	0,6	2	34
	Адаптивный	0,51	1,68	32,19
2031	Графоаналитический (Saphir)	0,05	2,5	15,5
	Адаптивный	0,05	2,62	15,05
2156	Графоаналитический (Saphir)	0,03	0,5	20,3
	Адаптивный	0,01	0,44	22,45

Решение о прекращении исследований может быть принято на основе визуального анализа графика оценок параметров пласта. При достижении позднего радиального режима течения наступает стабилизация оценок, что свидетельствует о возможности определения параметров на данном этапе.

Результаты сравнительного анализа времени исследований приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Сравнительный анализ времени проведения ГДИ ГС

Номер скважины	Метод интерпретации	Время проведения исследований, ч	Сокращение времени проведения исследований, ч
647	Saphir	371,4	323,9
	Адаптивный	47,5	
1166	Saphir	179,1	80,5
	Адаптивный	98,6	
2031	Saphir	144,3	115,8
	Адаптивный	28,5	
2156	Saphir	191,0	135,8
	Адаптивный	55,2	

Для сравнительной оценки точности предлагаемого метода в отношении определения основных параметров были использованы промысловые данные по КВД скважин нефтяного месторождения Тюменской области. Интерпретация была проведена в специализированном ПО «Saphir», а также с использованием метода оперативной диагностики потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин. Результаты представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты интерпретации ГДИ ГС

Номер скважины	Метод интерпретации	Параметры пласта	
		Радиальная проницаемость, мД	Пластовое давление, атм
647	Saphir	418	138,5
	Адаптивный	444	137,5
1166	Saphir	1010	135,1
	Адаптивный	1089	135,2
2031	Saphir	3760	141,8
	Адаптивный	3760,2	144,5
2156	Saphir	597	142,2
	Адаптивный	607	143

Выводы:

В данной главе предложен метод оперативной диагностики фильтрационных потоков нефтяных горизонтальных скважин в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин по кривой восстановления давления. Был проведён сравнительный анализ предлагаемого метода с использованием ПО «Saphir».

В результате анализа выявлено, что предлагаемый метод качественно и оперативно выделяет фильтрационные потоки нефтяных горизонтальных скважин, что позволяет значительно сократить время простоя скважин, связанное с проведением гидродинамических исследований, при сохранении точности определения основных параметров пласта при интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основным объектом исследования данной работы является метод оперативной диагностики потоков в процессе проведения гидродинамических исследований скважин. Область применения: месторождения, разрабатываемые горизонтальными нефтяными скважинами, в частности, одно из месторождений Тюменской области. Использование данного метода позволяет снизить общее время проведения гидродинамических исследований скважин, значительно уменьшить время простоя скважин, и, как следствие, повысить технологическую и экономическую эффективность процесса разработки.

4.1 Исходные данные для экономического расчёта

Данные, полученные в результате расчёта времени проведения гидродинамических исследований скважин с использованием метода оперативной диагностики потоков в процессе адаптивной интерпретации, а также фактические данные о времени проведения гидродинамических исследований четырёх скважин месторождения Тюменской области представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнение времени проведения гидродинамических исследований с использованием различных методов интерпретации

Номер скважины	Метод интерпретации	Время проведения исследований, ч	Сокращение времени проведения исследований, ч
647	Saphir	371,4	323,9
	Предлагаемый	47,5	
1166	Saphir	179,1	80,5
	Предлагаемый	98,6	
2031	Saphir	144,3	115,8
	Предлагаемый	28,5	
2156	Saphir	191,0	135,8
	Предлагаемый	55,2	

Прочие данные, необходимые для расчёта экономического эффекта от применения метода оперативной диагностики потоков, включая ставки налогов и платежи [17], представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчёта экономического эффекта от применения метода оперативной диагностики потоков

Наименование показателя	Скважина №647	Скважина №1166	Скважина №2031	Скважина №2156
Дебит скважины, м ³ /сут	163,2	137	330	176
Плотность нефти, кг/м ³	793	804	779	819
Средняя цена нефти Urals, долл./барр.	65,98			
Курс доллара, руб./долл.	65,28			
Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т	1566,8			
Экспортная пошлина, долл./барр.	55,94531			
НДС, %	20			
Налог на прибыль, %	20			
Ставка дисконтирования, %	15			
Затраты на приобретение и внедрение программного обеспечения для интерпретации ГДИС апробированным способом, руб.	500000			
Амортизационные отчисления, руб.	50000			
Количество лет	1 год			

Данный вид исследований проводится один раз в полгода согласно РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». [18]

Для оценки экономической эффективности метода можно рассчитать следующие показатели, используемые для оценки эффективности производственных инвестиций: чистый дисконтированный доход, внутреннюю норму доходности и срок окупаемости вложений. [19]

4.2 Чистый дисконтированный доход (NPV)

Чистая приведённая стоимость (ЧПС, чистая текущая стоимость, чистый дисконтированный доход, ЧДД, англ. Net present value, принятое в международной практике для анализа инвестиционных проектов сокращение — NPV) — это сумма дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшнему дню. [20]

Показатель NPV представляет собой разницу между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта). Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта. Поскольку денежные платежи оцениваются с учётом их временной стоимости и рисков, NPV можно интерпретировать как стоимость, добавляемую проектом. Её также можно интерпретировать как общую прибыль инвестора. [20]

Расчёт NPV выполняется следующим образом (на примере скважины №647):

1. Доход от продаж или выручка от реализации дополнительного объема продукции:

$$B = Q \cdot C = \frac{163,2 \cdot 323,9 \cdot 2}{24 \cdot 0,158988} \cdot 65,98 \cdot 65,28 = 119,3 \text{ млн. руб.} \quad (4.1)$$

где Q – дополнительный объём продукции;
 $Ц$ – цена единицы дополнительного объёма продукции;
0,158988 – коэффициент перевода м³ в барр.

2. Эксплуатационные затраты представляют сумму издержек и амортизационных отчислений, однако в данном случае издержки можно не учитывать, так как по сравнению с «традиционным» методом проведения ГДИС дополнительные издержки не возникают:

$$\text{ЭЗ} = И + АО = 0 + 50000 = 50 \text{ тыс. руб.} \quad (4.2)$$

3. Затраты составят:

$$З = К + \text{ЭЗ} = 500000 + 50000 = 550 \text{ тыс. руб.} \quad (4.3)$$

где $К$ – капитальные вложения.

4. Прибыль составляет:

$$П = В - З = 119,3 - 0,55 = 118,75 \text{ млн. руб.} \quad (4.4)$$

5. Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = П - НВ = 118,75 - 71,6 = 47,15 \text{ млн. руб.} \quad (4.5)$$

где $НВ$ – налоговые выплаты.

6. Поток наличности:

$$\text{ПН} = \text{ЧП} + АО = 47,15 + 0,05 = 47,2 \text{ млн. руб.} \quad (4.6)$$

7. Чистый поток наличности:

$$\text{ЧПН} = \text{ПН} - К = 47,2 - 0,5 = 46,7 \text{ млн. руб.} \quad (4.7)$$

8. Чистый дисконтированный доход (NPV):

$$\text{NPV} = \sum_{t=0}^T \frac{\text{ЧПН}_t}{(1 + E)^t} = \frac{46,7}{1 + 0,15} = 40,6 \text{ млн. руб.} \quad (4.8)$$

где E – ставка дисконтирования.

Для других скважин расчёт выполняется аналогично.

4.3 Внутренняя норма доходности (IRR)

Внутренняя норма доходности (англ. Internal rate of return, общепринятое сокращение — IRR (ВНД)) — это процентная ставка, при которой чистая приведённая стоимость (чистый дисконтированный доход — NPV) равна 0 [20]:

$$И = \sum_{t=0}^T \frac{ПН_t}{(1 + IRR)^t}; \quad (4.9)$$

$$IRR = 9345,4\% \quad (4.10)$$

Для других скважин расчёт выполняется аналогично.

4.4Срок окупаемости (PP)

Срок окупаемости (PP от англ. Pay-Back Period) — период времени, необходимый для того, чтобы доходы, генерируемые инвестициями, покрыли затраты на инвестиции [20]:

$$PP = \frac{И}{ПН} = \frac{0,5}{47,2} = 4 \text{ сут.} \quad (4.11)$$

В нашем случае данные результат означает, что инвестиции окупятся за первые полгода (при первом же проведении ГДИС).

Для других скважин расчёт выполняется аналогично.

4.5Результаты расчёта экономических показателей

Результаты расчёта экономических показателей для четырёх скважин представлены в таблице 4.3 и на рисунке 4.1.

Таблица 4.3 – Результаты расчёта экономических показателей

Наименование показателя	Скважина №647	Скважина №1166	Скважина №2031	Скважина №2156
Количество лет	1 год			
Дополнительный объём продукции, м ³ /год	4405	919	3185	1992
Выручка от реализации доп. объема продукции, млн. руб.	119,3	24,9	86,3	54,0
Эксплуатационные затраты, тыс. руб.	50			
Затраты, тыс. руб.	550			
Прибыль, млн. руб.	118,75	24,35	85,7	53,4
Налоговые выплаты, млн. руб.	71,6	15	51,5	32,7
Чистая прибыль, млн. руб.	47,15	9,35	34,25	20,7
Поток наличности, млн. руб.	47,2	9,4	34,3	20,75
Чистый поток наличности, млн. руб.	46,7	8,9	33,8	20,25
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	40,6	7,7	29,4	17,6
Внутренняя норма доходности, %	9345,4	1777,7	6761,5	4045,15
Срок окупаемости	Первые полгода			

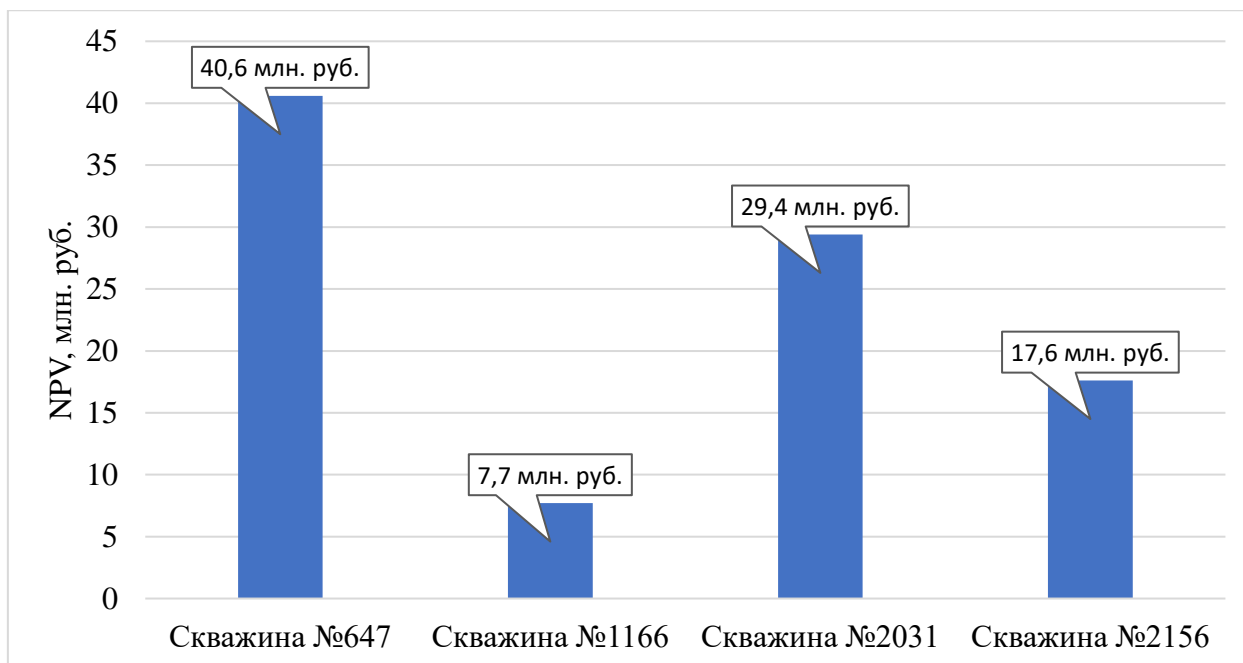


Рисунок 4.1 – Чистый дисконтированный доход от применения метода за первый год

Выводы:

В данной главе был проведён расчёт экономического эффекта применения предлагаемого в работе метода. Рассмотренный метод показал высокую экономическую эффективность и может быть рекомендован к внедрению в производство.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным объектом исследования данной работы является метод оперативной диагностики потоков в процессе проведения ГДИС. Область применения: месторождения, разрабатываемые нефтяными ГС, в частности, одно из месторождений Тюменской области. Использование данного метода позволяет снизить время проведения гидродинамических исследований скважин, уменьшить затраты на проведение исследований, значительно снизить время простоя скважин, и, как следствие, повысить технологическую и экономическую эффективность процесса разработки.

5.1 Производственная безопасность

При проведении гидродинамических исследований нефтяных горизонтальных скважин возникают различные вредные и опасные факторы. Данные факторы представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при проведении гидродинамических исследований нефтяных горизонтальных скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [21])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<ul style="list-style-type: none">▪ Монтаж и демонтаж нефтетеппромыслового оборудования.▪ Обслуживание скважин с погружными электронасосами.▪ Обслуживание промышленных объектов, связанных с добычей нефти и газа.	<ol style="list-style-type: none">1. Повышенная запылённость воздуха рабочей зоны.2. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.4. Повышенный уровень вибрации.5. Недостаточная освещённость рабочей зоны.6. Токсическое воздействие нефти и её паров.7. Психофизиологические перегрузки.	<ol style="list-style-type: none">1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования.3. Электрический ток.4. Пожароопасность.	<ul style="list-style-type: none">▪ ГОСТ 12.1.005-88. [22]▪ МР 2.2.7.2129-06. [23]▪ СН 2.2.4/2.1.8.562-96. [24]▪ ГОСТ 12.1.012-90. [25]▪ СНиП 23-05-95. [26]▪ ГОСТ 12.1.007-76. [27]▪ ГОСТ 12.2.003-91. [28]▪ ГОСТ 12.1.038-82. [29]

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

Повышенная запылённость воздуха рабочей зоны

Повышенная запылённость возникает в результате монтажа и демонтажа нефтепромыслового оборудования.

По своей природе данный вредный фактор является физическим. Оказывает фиброгенное действие на организм.

Нормы содержания диоксида кремния в воздухе рабочей зоны регламентируются ГОСТ 12.1.005-88. При содержании в пыли воздуха рабочей зоны кристаллического диоксида кремния (SiO_2) от 10 до 70% его предельно допустимая концентрация (ПДК) равна 2 мг/м^3 . При содержании более 70% – 1 мг/м^3 [22].

Коллективные средства защиты – автоматизация и дистанционное управление технологическими процессами.

Индивидуальные средства защиты: очки, противогазы, респираторы, спецодежда, обувь.

Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны. По своей природе данный фактор является физическим.

Трудовая деятельность оператора добычи нефти и газа относится к категории работ IIб. Месторождение находится в климатическом регионе IIб. Режим работ на открытой территории для рассматриваемого случая приведён в таблице 5.2.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений [23].

Коллективная защита на нефтепромысле: сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов, доставка к месту работы и с работы в утепленном транспорте, специально оборудованные помещения для периодического обогрева и отдыха работников.

Таблица 5.2 – Режим работ на открытой территории в климатическом регионе
 ИБ (работа категории Па – Пб) [23]

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	≤1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется*											
-15	не регламентируется*											
-20	не регламентируется*											
-25	не регламентируется*											
-30	не регламентируется*											
-35	164	1	142	1	108	1	83	2	66	3	53	3
-40	116	1	104	2	82	2	66	3	55	3	45	4
-45	90	2	82	2	67	3	56	3	46	4	38	4
-50	73	2	67	3	59	3	48	4	40	4	34	5
-55	62	3	57	3	49	4	42	4	36	5	29	6
-60	52	3	50	4	43	4	37	4	32	5	27	6

а – продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;
 б – число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены;
 *отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении

Средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемость, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источником возникновения шума является насосное оборудование, спецагрегаты и транспортные средства.

По своей природе данный вредный фактор является физическим. Воздействует на органы слуха. Вызывает профессиональное заболевание (неврит слухового нерва).

Предельно допустимые уровни звукового давления регламентируются СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [24].

Деятельность оператора добычи нефти и газа, работающего вахтовым методом по 12 часовой смене, относится к напряженному труду 1 степени при средней физической нагрузке. Предельно допустимый уровень звука равен 60 дБА [24].

По отношению к источнику возбуждения шума коллективные средства защиты подразделяются на средства, снижающие шум в источнике его возникновения (улучшение конструкции машины или изменение технологического процесса), и средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы. Наиболее эффективны СИЗ, как правило, в области высоких частот.

Повышенный уровень вибрации

Вибрация возникает в процессе работы спецагрегатов и промышленных объектов, связанных с добычей нефти и газа.

Таблица 5.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора [25]

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X ₀ , Y ₀							
	виброускорения				виброскорости			
	м·с ⁻²		дБ		м·с ⁻² ·10 ⁻²		дБ	
	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.
1,6	0,09		99		0,9		105	
2,0	0,08	0,14	98	103	0,64	1,3	102	108
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063		96		0,32		96	
4,0	0,056	0,1	95	100	0,23	0,45	93	99
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056		95		0,14		89	
8,0	0,056	0,11	95	101	0,12	0,22	87	93
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09		99		0,12		87	
16,0	0,112	0,2	101	106	0,12	0,2	87	92
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18		105		0,12		87	
31,5	0,22	0,4	107	112	0,12	0,2	87	92
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355		111		0,12		87	
63,0	0,445	0,8	113	118	0,12	0,2	87	92
80,0	0,56		115		0,12		87	

По своей природе данный фактор является физическим. Под вибрацией понимают возвратно-поступательное движение твердого тела. Основные

параметры вибрации: частота (Гц), амплитуда колебания (м), период колебания (с), виброскорость (м/с), виброускорение (м/с²).

Нормы уровня вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90 [25].

Условия труда оператора добычи нефти и газа соответствуют категории вибрации 3 тип «а». Допустимый уровень вибрации для данного случая приведён в таблице 5.3.

Коллективные средства защиты: уменьшение вибрации в источнике возникновения: совершенствование конструкции; установка глушителей вибрации, экранов, виброизоляторов; рациональное размещение работающего оборудования и цехов.

Средства индивидуальной защиты – виброгасящие рукавицы, специальная виброизолирующая обувь.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (насосные станции, цеха и т.д.).

По своей природе фактор является физическим, вызывает перенапряжение зрительного анализатора.

Нормирование осуществляется СНиП 23-05-95 [26].

На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в тёмное время суток. В автоматических групповых замерных установках (АГЗУ) применяется искусственное освещение. Минимальная освещённость в АГЗУ – 75 лк [26].

Деятельность оператора добычи нефти и газа относится к IX разряду зрительной работы. Минимальная освещённость рабочих поверхностей, расположенных вне зданий, должна быть равна 50 лк [26].

Коллективные средства защиты: установка источников дополнительного искусственного освещения рабочей площадки, в том числе в тёмное время суток.

Индивидуальные средства защиты: использование индивидуальных портативных источников освещения (фонарей).

Токсическое воздействие нефти и её паров

Оператор добычи нефти и газа подвергается воздействию данного фактора при отборе проб.

По своей природе данный фактор является химическим. Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу.

Нормирование осуществляется в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 [27]. В таблице 5.4 приведены общие показатели для нефти, содержащей сероводород, и для нефти, не содержащей его.

Таблица 5.4 – Общие показатели для нефти, содержащей или не содержащей сероводород [27]

Наименование показателя	Нормы для вещества	
	Нефть, содержащая сероводород	Нефть, не содержащая сероводород
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м	0,1-1,0	1,1-10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	15-150	151-5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	100-500	501-2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м	500-5000	5001-50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	300-30	29-3
Зона острого действия	6,0-18,0	18,1-54,0
Зона хронического действия	10,0-5,0	4,9-2,5

Класс опасности нефти по ГОСТ 12.1.007-76 [27]: при отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м³). Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн⁻¹, считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфида) в

воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³, сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C₁-C₅ – не более 3 мг/м³ [28].

Коллективные средства защиты: комплексная автоматизация, телеуправление и механизация производственных процессов.

Индивидуальные средства защиты: шланговые противогазы, предохранительные мази. Спецодежда: нефтенепроницаемая куртка, полукомбинезон, рукавицы, обувь, а также головные уборы.

Психофизиологические нагрузки

Источником возникновения фактора являются все виды работ.

Под физическими перегрузками в операторской деятельности понимают физическую, динамическую нагрузку, массу поднимаемого груза вручную, рабочую позу, наклоны корпуса, частоту перемещения в пространстве.

Под психологическими перегрузками понимают чередование работ по сменам, требующее определенной перестройки организма.

Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса следует проводить в соответствии с Р 2.2.2006-05 [29].

Комплексный анализ рабочего места в соответствии с таблицами показал, что деятельность оператора добычи нефти и газа, работающего вахтовым методом по 12 часовой смене, относится к напряженному труду 1 степени при средней физической нагрузке.

Для предупреждения утомления следует учитывать специфику труда работающих. Так, виды деятельности с преобладанием физического труда требуют менее продолжительного, хотя и более частого отдыха.

Умеренный умственный труд может выполняться довольно долго без перерыва на отдых.

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источником возникновения фактора является оборудование.

По своей природе фактор является физическим. Возможные последствия: травма, несчастный случай.

Безопасность труда регламентируется ГОСТ 12.2.003-91 [30].

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего, либо конструкция должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие [30].

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования

Данный фактор возникает в результате работ, связанных с обслуживанием или ремонтом оборудования в холодный период года, использованием нагретых материалов, печей подогрева нефти и др.

По своей природе данный фактор является физическим. Возможен термический ожог или обморожение. Средства защиты от воздействия данного фактора регламентируются ГОСТ 12.4.011-89 [31].

К коллективным средствам защиты от пониженных или повышенных температур поверхностей оборудования относятся устройства: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, термоизолирующие, дистанционного управления.

Также рекомендуется использование индивидуальных средств защиты – специальной защитной одежды, обуви, рукавиц.

Электрический ток

Фактор возникает при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

Электроустановки должны монтироваться и эксплуатироваться в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ-7), правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), правилами

техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и другими нормативными документами.

Нормирование осуществляется по ГОСТ 12.1.038-82 [32]. В таблице 5.5 приведены предельно допустимые значения напряжений при прикосновении.

Таблица 5.5 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме производственных электроустановок с частотой тока 50 Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали [32]

Продолжительность воздействия, t (с)	Предельно допустимое значение напряжения прикосновения, U (В)
до 0,1	500
0,2	400
0,5	200
0,7	130
1,0	100
св. 1,0 до 5,0	65

Коллективные средства для защиты от электрического тока:

- защитное отключение;
- электрические схемы изделий, которые исключают самопроизвольное включение или отключение изделия;
- зануление (согласно ПУЭ), защитное заземление;
- изоляция частей изделий, доступных для прикосновения.

Средства индивидуальной защиты: перчатки диэлектрические, галоши диэлектрические.

Пожароопасность

На территории предприятий, занимающихся добычей нефти, находятся нефтепродукты, характеризующиеся повышенной горючестью. На территории кустовой площадки находятся три помещения в которых работает оператор добычи нефти и газа. Согласно СП 12.13130.2009 [33]: АГЗУ по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А (высшая); станции управления УЭЦН имеет категорию В; пункты коммерческого учёта электроэнергии (ПКУ) имеют категорию Д.

Все кустовые площадки оборудованы средствами пожаротушения:

1. Пожарный гидрант с площадкой под пожарный автомобиль размером не менее 20х20 метров.
2. Пожарный щит ЩП-В (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, огнетушитель ОП-8).
3. Пожарный ЩП-Е (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, диэлектрический коврик, диэлектрические перчатки, огнетушитель ОУ-8).
4. Датчики загазованности среды с предупредительной сигнализацией и аварийной остановкой.

При проведении работ вблизи скважины запрещается использовать агрегаты, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [34].

5.2 Экологическая безопасность

При проведении гидродинамических исследований скважин может наблюдаться негативное воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу.

5.2.1 Защита селитебной зоны

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [35] рассматриваемое месторождение относится к предприятиям I класса (удаленность от населенных пунктов 1000 метров). Так как ближайший населенный пункт находится на значительно большем удалении, условия санитарно-защитных зон соблюдаются.

5.2.2 Защита атмосферы

Деятельность по разработке месторождений будет оказывать воздействие на состояние атмосферного воздуха. Основные источники поступления вредных веществ в атмосферу: факела аварийного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), печи для подогрева углеводородного сырья, фланцевые соединения, емкости для хранения сырья и топлива и т.д.

В таблице 5.6 приведены валовые выбросы в атмосферный воздух в соответствии с ГН 2.1.6.1338-03 [36].

Таблица 5.6 – Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при эксплуатации объектов обустройства [36]

Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р., мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, т/год
Метан	-	-	50	-	3,7
Пред. УВ С1-С5	-	-	50	-	507,5
Пред УВ С6+	60	-	-	-	138,3
Ксилолы	0,2	-	-	3	0,61
Толуол	0,6	-	-	3	3,1
Бензол	0,3	0,1	-	2	1,9

Основную долю выбросов составят оксид углерода– 57%, диоксид азота – 19%, смесь углеводородов предельных С₁-С₁₀–17%.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке месторождения предусматривается:

- герметизация процессов сбора и транспорта нефти;
- на всех резервуарах–плавающие крыши;
- диспетчерский контроль за всеми процессами.

Сжигание газа на факеле осуществляется только в аварийных ситуациях. Факельные стояки должны быть оборудованы эффективными горелками, обеспечивающими наиболее полное сжигание.

Организация постов наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха производится в соответствии с требованиями РД 52.04.186-89 [37].

В качестве интегральной характеристики загрязнения атмосферного воздуха и оценки атмосферных выпадений загрязняющих веществ используются характеристики загрязнения снежного покрова.

Практически полная утилизация ПНГ и отсутствие его факельного сжигания позволяет сделать вывод, что загрязнение атмосферного воздуха

будет низким и не вызовет опасения. Населенные пункты значительно удалены от нефтепромысловых объектов и не находятся в зоне их влияния.

5.2.3 Защита гидросферы

Необходимо выделить два вида антропогенного воздействия на водные ресурсы при разработке месторождения нефти:

- механическое (нарушение рельефа, удаление растительного покрова);
- химическое (загрязнение водных объектов).

Наиболее опасным воздействием является нефтяное загрязнение.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разработке месторождений нефти и газа могут быть:

- сточные воды, образующиеся при бурении скважин;
- производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды, и отходы;
- талые и ливневые воды, стекающие с производственных площадок;
- строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежной зоны водотоков и водоемов и попаданию в них строительного мусора;
- оседание на водную поверхность загрязненных аэрозолей, поступающих от источников выбросов вредных веществ в атмосферу;
- аварийные разливы и несанкционированный сброс отходов и стоков.

Наблюдения за состоянием поверхностных вод на территории месторождения должны производиться с учетом требований ГОСТ 17.1.3.07-82 [38]. Гидрологические и гидробиохимические наблюдения осуществляются в весенний, летне-осенний период. Кроме этого, в каждой точке наблюдений один раз в год отбираются пробы донных отложений.

Для предупреждения истощения водных объектов предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение проектируемых объектов вне водоохраных зон рек и озер;
- выполнение пооперационного контроля качества сборки и сварки трубопроводов в процессе производства работ;
- устройство водопропускных труб под дорогами;
- строительство очистных сооружений;

- обвалование площадки резервуарного парка;
- мониторинг состояния поверхностных и подземных вод.

Для предупреждения истощения подземных вод предусмотрены следующие мероприятия:

- учёт использования подземных вод на проектируемом объекте;
- строгое соблюдение лимитов на воду;
- проведение гидрогеологического контроля запасов подземных вод.

Попутная вода, извлекаемая из недр, отделяется от нефти в установках предварительного сброса воды, далее в резервуарах-отстойниках, после чего через систему поддержания пластового давления закачивается обратно в пласт. Благодаря современным системам очистки, вода, закачиваемая в пласт, на 99% отделена от нефти.

Продуктивные пласты месторождения являются пористыми. Допустимое содержание в воде, закачиваемой в них, нефти – 1 мг/л, механических примесей – 2 мг/л, железа – 0,5 мг/л [40].

5.2.4 Защита литосферы

Отличительная особенность почвенного покрова тундровой зоны заключается в его крайней неоднородности. Поглощающая способность почв преимущественно низкая, способность почвы к самоочищению минимальна. Не менее опасны, чем загрязнения, механические нарушения почвенного покрова, которые могут привести к водной и криогенной эрозии.

Химическое загрязнение на нефтегазодобывающих месторождениях происходит в результате загрязнения отходами, нефтепродуктами, пластовыми водами и др.

Источниками загрязнения почв являются:

- производственные (технологические) площадки, участки добычи;
- трубопроводы (аварийные разливы и несанкционированные сбросы);
- устья скважин и прискважинные площадки;
- мерники и трапы групповых и индивидуальных сборных установок.

Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве приведены в ГН 2.1.7.2041-06 [41].

Для охраны земель при эксплуатации проектные решения обеспечивают:

- максимальное снижение размеров и интенсивности выбросов (сбросов) загрязняющих веществ на территорию объекта и прилегающие земли;
- рациональное использование земель при складировании промышленных отходов, размещении площадок для хранения твердых бытовых отходов;
- своевременную рекультивацию нарушенных земель.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Вероятные чрезвычайные ситуации

В процессе разработки месторождений могут возникать чрезвычайные ситуации (ЧС) следующего характера: природного, биологического, социального, экологического или техногенного.

1. ЧС природного характера: паводковые наводнения, торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.
2. ЧС биологического характера: на территории рабочей зоны в постоянном проведении работ принимают участие не более двух человек, на территории кустовых площадок и месторождения не произрастают растения, отсутствуют опасные для человека виды животных. Чрезвычайные ситуации биологического характера в данной рабочей зоне исключены.
3. ЧС социального характера: доступ на территорию месторождения осуществляется только по персональным электронным пропускам, посредством вертолётной техники. В данной рабочей зоне исключены чрезвычайные ситуации социального характера (терроризм).
4. ЧС экологического характера: на территории данного месторождения не проводятся работы, которые могли бы резко повлиять на состояние атмосферы, гидросферы, литосферы или биосферы. Чрезвычайные ситуации экологического характера исключены.

5. ЧС техногенного характера: разливы нефти, пожары, взрывы. Наиболее вероятной ЧС является разлив нефти.

5.3.2 Разлив нефти

Возможные причины аварии:

- механические повреждения или износ оборудования;
- заводские дефекты;
- износ и не герметичность уплотнительных соединений.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий [42]:

1. Сообщить об аварии непосредственному руководителю.
2. Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения.
3. Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов.
4. Определить опасную зону. Вывести людей, не участвующих в технологическом процессе или в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим.
5. Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить.
6. Отсечь аварийный участок, произвести сброс давления.
7. Приступить к ремонтно-восстановительным работам.
8. При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи, раз в пять лет составляются и утверждаются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа сотрудников осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст. 302) [43], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск;
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры для выявления заболеваний, которые могут возникнуть в результате трудовой деятельности работников;
- обеспечиваются СИЗ;
- обеспечиваются выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место состоит из следующих элементов:

- кустовые площадки, установки подготовки нефти;
- основное оборудование;
- приспособления для безопасности и удобства работы.

Процессу труда работника, независимо от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;

- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачи организации труда при организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

Выводы:

При разработке месторождения существенное внимание уделяется снижению негативного воздействия на окружающую среду и здоровье людей. Этому способствуют планируемые меры по предотвращению или уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмо-, гидро- и литосферу, а также меры по предотвращению или уменьшению воздействия на человека вредных и опасных факторов. Рассмотрены вопросы безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа была посвящена разработке, программной реализации и апробации метода оперативной диагностики фильтрационных потоков в процессе адаптивной интерпретации результатов гидродинамических исследований нефтяных горизонтальных скважин. Данный метод позволяет:

1. Оперативно диагностировать фильтрационные потоки (в режиме реального времени) в ходе адаптивной интерпретации результатов ГДИ нефтяных горизонтальных скважин.
2. Существенно сократить время простоя скважин, связанное с проведением гидродинамических исследований и, как следствие, увеличить добычу нефти (при сохранении точности определения основных параметров пласта).

При проведении интерпретации результатов ГДИ четырёх нефтяных горизонтальных скважин удалось сократить время простоя в среднем с 221,5 до 57,5 часов. Таким образом, сокращение времени простоя составило в среднем 164 часа.

Экономический расчёт показал значительную экономическую эффективность применения данного метода. Средний прирост чистого дисконтированного дохода за первый год применения составил 23,8 млн рублей в расчёте на каждую добывающую скважину.

Ввиду вышеперечисленного, использование данного метода рекомендуется при интерпретации нестационарных ГДИ интеллектуальных горизонтальных скважин оснащенных стационарными измерительными системами.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Донг Ван Хоанг, Воронько А. А. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 687 с.
2. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследований нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
3. Сергеев В. Л., Аниканов В. С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.
4. Кремнецкий М. И., Ипатов А. И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
5. Ozkan E. Horizontal wells / Transient well testing, SPE Monograph 23, Chapter 14, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas 2009.
6. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001, – 212 с.
7. Мангазеев П.В., Панков М.В., Кулагина К.Е. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, К.Е. Кулагина, М.П. Камердинов, Т.А. Деева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.
8. Goode P. A., Thambyanayagam R. K. M. «Pressure Drawdown and Buildup Analysis for Horizontal Wells in Anisotropic Media», SPE Formation Eval. (Dec. 1987), 683-697.
9. Тарасенко Ф.П. Непараметрическая статистика. – Томск: Изд-во Томского гос. ун-та, 1975. – 292 с.
10. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.
11. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.

12. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001, – 212 с.
13. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998, 304 с.
14. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Oklahoma: PenWell publ. comp., 1991. – 381 p.
15. Butler J.M. Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen. – Westmount: Petroleum Society Monograph, 1997. – 224 p.
16. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. – 1984. – № 12777. 293-302 p.
17. Справочная информация: "Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти" (в целях применения главы 26 Налогового кодекса РФ).
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/
18. Антропов В.Ф., Вольпин С.Г., Ермакова М.М. и др. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Руководящий документ. РД 153-39.0-109-01. – М.: Наука, 2002. – 75 с.
19. Вертий Б.Д. Российская академия предпринимательства. Определение показателей эффективности НИОКР. Экономика и управление. 2009.
20. Виленский П. Л., Лившиц В. Н., Смоляк С. А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. — М.: Дело, 2008. — 1104 с. — ISBN 978-5-7749-0518-8.
21. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях.

24. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
25. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
27. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
28. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
29. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
30. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
32. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
33. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
34. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
36. ГН 2.1.6.1338-03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
37. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
38. ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.
39. «Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 31.10.2016).

- 40.ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
- 41.ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
- 42.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
43. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Adaptive Identification and Interpretation of the Pressure Transient Tests of the Horizontal Wells

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Воронько Андрей Александрович		13.05.2019

Руководитель ВКР

Должность	Фамилия И. О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев В. Л.	д-р техн. наук		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	Фамилия И. О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н. Ю.	канд. пед. наук		13.05.2019

Introduction

Today, oil and gas companies intensively drill and develop the horizontal wells, which is attributed to implementation of resource efficient technologies. These wells are equipped with information-measuring systems to conduct transient well tests. Since petroleum reservoirs are structurally complex and the monitoring technologies of field exploration and development need to be improved, transient testing enhancement is a critical issue, which implies development of the methods and algorithms to process research data and reduce well downtime.

It is noteworthy that the main source of information on the reservoir properties is transient well testing based on pressure buildup curve (PBC). The obtained data are necessary to manage oil recovery, to work out field exploration and development projects, to develop geological and technical models of the petroleum recovery processes.

Currently, there are three basic approaches to develop the methods and algorithms for adaptive identification and interpretation of PBC data:

1. A conventional approach to transient test data interpretation based on PBC analytical models [1-3].
2. Interpretation of transient test data based on hydrodynamic simulation of the reservoir using differential equations containing partial derivatives [4-5].
3. An adaptive identification and interpretation of the transient tests the in wells equipped with information-measuring systems [6,7].

A conventional approach to transient test data interpretation using PBC analytical models implies flow behavior analysis and solving an inverse problem of identifying filtration properties essential for the reservoir and well using a reservoir simulator corresponding to the definite flow.

One of the methods was widely applied in transient test interpretation by both Russian and foreign specialists is the analysis of bottom hole pressure derivative (grapho-analytical method). For example, for the radial flow the slope of the tangent

line to the bottomhole pressure derivative $\Delta p_r' = \frac{dp_r}{d \log t}$ within the coordinates $\log \Delta p_r' - \log t$ is equal to zero, while for the linear flow it is 0.5 [1–3].

However, with intensive implementation of the telemetric systems, which allows monitoring hydrodynamic properties and real-time well operations, the application of the conventional methods becomes challengeable.

This makes adaptive identification of the transient tests in the horizontal wells a promising method of real-time flow behavior analysis [6,7].

The challenge of transient test data interpretation based on hydrodynamic simulation of the reservoir using equations for flow filtration and their finite difference analogues is solving an inverse problem of identification during well test time. Currently, solving problems of real-time identification is a critical issue, since this is one of the limitations for hydrodynamic simulation to be applied in real-time processing of data obtained via transient tests conducted in horizontal wells [8].

Another limitation essential for the conventional methods of the transient test data identification and interpretation based on PBC analytical models is their being quite expensive. This is due to the fact that the data are interpreted after well test completion, which results in well downtime and decrease in the amount of hydrocarbon recovery.

Today, obtaining real-time data necessitates implementation of new technologies, which ensure identifying filtration properties and to classify the reserves during well test time, without setting a time limit for test completion in advance. This approach was suggested and is currently developed by the Department of Geology and Oil Field Development, Tomsk Polytechnic University. It has been based on an adaptive identification and interpretation of a transient test conducted in the wells equipped with the information-measuring systems [6,7,9,10].

The present paper continues the research on adaptive identification and interpretation of transient tests conducted in the horizontal wells. It describes new data obtained in the course of the research on real-time flow behavior analysis and identification of the reservoir properties during transient well test based on PBC

models with time-varying parameters and additional a priori obtained data on the radial flow permeability of the reservoir.

Models and Algorithms of Real-Time Flow Behavior Analysis and PBC Interpretation

The method of flow behavior analysis during transient tests in the horizontal wells is based on the estimate of radial flow permeability $k_{r,t}^*$, obtained at the current moment t :

$$k_{r,t}^* = \frac{c_s q \mu B}{L \cdot \alpha_{2,t}^*} \quad (1)$$

where $\alpha_{2,t}^*$ is the estimate of the system of integrated PBC models for the radial flow with time-dependent parameters $\alpha_{1,t}$, $\alpha_{2,t}$ and account of a priori data [7,10]:

$$\begin{cases} P_{bh}^*(t) = P_{bh}^*(t_0) + \frac{c_s q \mu B}{k_{r,t} L} \ln \left(\frac{2.25 k_{xy} t}{m \mu r_{mr}^2} \right) + \xi_t = \alpha_{1,t} + \alpha_{2,t} \ln t + \xi_t; \\ \bar{\alpha}_t = \alpha_t + \eta_t, t \in [t_0, t_{nk}]; \end{cases} \quad (2)$$

(1) and (2) contain notations as follows: $P_{bh}^*(t), P_{bh}^*(t_0)$ – values of bottomhole pressure at time t and t_0 , respectively; $k_{r,t} = \sqrt{k_{z,t} k_{y,t}}$ – radial flow permeability; $k_{z,t}, k_{y,t}$ – vertical and horizontal permeabilities ; q_0 – flow rate at the moment of shut-in t_0 ; μ, B – oil viscosity and formation volume factor, respectively; r_{mr} – modified well radius; L – effective wellbore length; c_s – constant dependent on the system of units; $\bar{\alpha}_t$ – vector of additional a priori data and parameters estimates; $\alpha_t = (\alpha_{1,t} = f_1(t), \alpha_{2,t} = f_2(t))$ – estimated parameters given as unknown single-valued functions of time $f_1(t), f_2(t)$; t_{nk} – time of transient test completion; ξ_t, η_t – random variables, i.e. error in the bottomhole pressure measurement and estimates, PBC model inaccuracy, etc.

Using an adaptive identification, the optimal estimates of the parameters $\alpha_{1,t}, \alpha_{2,t}$ (2) with bottomhole pressure $P_{bh}^*(t_n)$ at discrete instants of time $t_n, n = \overline{1, nk}$ with uncertain random variables ξ_t, η_t , and functions $f_1(t), f_2(t)$ are calculated by solving optimization problems [9,10]:

$$\alpha_n^*(\beta_n, h_n) = \underset{\alpha_n}{\operatorname{argmin}} (J_0(\alpha_n, h_n) + J_a(\alpha_n, \beta_n)); \quad (3)$$

$$\beta_n^*, h_n^* = \underset{\beta_n, h_n}{\operatorname{argmin}} J_0(\alpha_n^*(\beta_n, h_n)); \quad (4)$$

where $\underset{x}{\operatorname{argmin}} f(x)$ is the minimum point x^* of the function $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); $J_0(\alpha_n) = \sum_{i=1}^n (\omega(h_n) \cdot \psi_0(\Delta P_{bh}^*(t_i) - \alpha_{1,t} - \alpha_{2,t} \ln t_i))$, $J_\alpha(\alpha_n^*, \beta_n) = \sum_{j=1}^2 \beta_{j,n} \psi_{\alpha,j}(\overline{\alpha_{j,n}} - \alpha_{j,n})$ – empirical measures of PBC model quality; $\beta_n = (\beta_{j,n}, j = \overline{1, 3})$ – vector of control parameters defining the importance (weight) of additional a priori data $\overline{\alpha_{j,n}}$; $\psi_0, \psi_{\alpha,j}$ – known loss functions; $w\left(\frac{t_n - t_i}{h_n}\right)$ – weighting functions with decay parameter h_n for adaptive identification and interpretation ($w(x_1) < w(x_2), x_1 < x_2$); $\Delta P_{bh}^*(t_i) = P_{bh}^*(t_i) - P_{bh}^*(t_0)$.

The criterion to define the start of the radial flow regime is such a value of $t_{r,n}^* \in t_r + \tau$, that

$$|k_{r,n+\tau}^* - k_{r,n}^*| \leq \varepsilon, \tau > 0 \quad (5)$$

is a valid inequality, where $t + \tau$ – time interval, within which the estimates of radial flow permeability are stabilized $k_{r,n}^* = \frac{c_s q \mu B}{L \cdot \alpha_{2,n}^*(\beta_n^*, h_n^*)}$ (1) with account of (3), (4).

Stabilization of radial flow permeability estimates (1) means that its derivative is equal to nil:

$$\left| \frac{\delta}{\delta t} k_{r,t}^* \right| \approx 0 \quad (6)$$

Therefore, formula (6), as well as (5), can be used to define time instants of the radial flow.

The solution on the time of test completion t_{nk} can be taken via visual analysis of the dependency graph (3) or using the criterion for estimates stabilization (5).

The algorithm given below represents the method of adaptive interpretation of PBC during transient tests conducted in horizontal wells with flow behavior analysis:

1. Collecting initial data on the bottomhole pressure with the specified volume $n = n_0$, additional a priori data and evaluation of reservoir properties (for example, see figure 1 and table 1).

2. Solving identification problems:
 - 2.1. Calculating quality measures $J_0(\alpha_k, \beta_k), J_a(\alpha_k, \beta_k)$ in (3), (4).
 - 2.2. Solving problems (3), (4) using the method of function optimization.
3. Checking condition (5), defining the start of radial flow regime, and estimating radial flow permeability.
4. Research completion if the estimates of radial flow permeability and PBC model parameters are stabilized; otherwise, collecting initial data on the bottomhole pressure with volume $\Delta n \geq 1(n = n_0 + \Delta n)$ and starting new research with stage 2.

Results of PBC interpretation with flow behavior analysis

The results of a case study of PBC interpretation with flow behavior analysis for five horizontal wells of the Verkhnechonsk field are given in figures 1–4 and tables 1, 2. For example, figure 1 shows the data on bottomhole pressure in wells 1 and 2. Figures 2–4 shows estimate of radial flow permeability (1), (3), estimates of radial flow permeability derivative (6) and PBC derivative

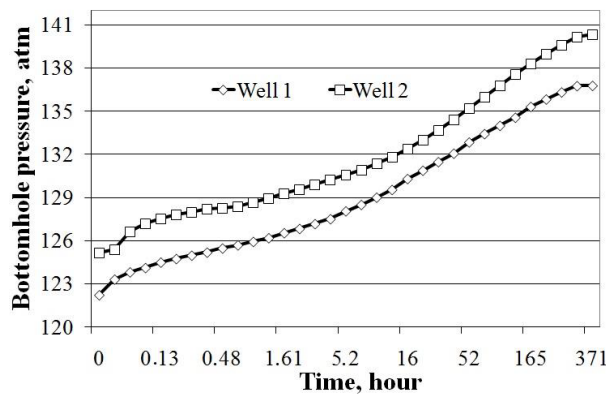


Figure 1. Pressure buildup curves

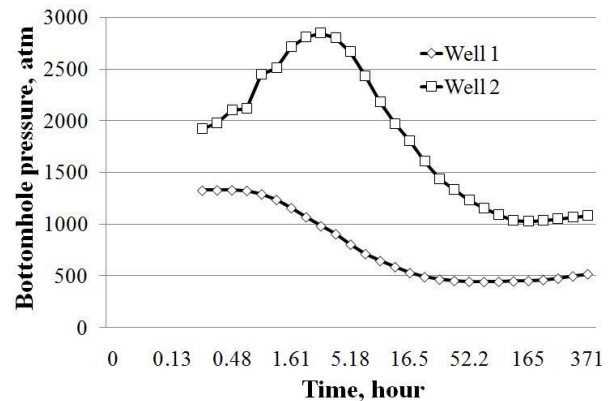


Figure 2. Estimates of the radial flow permeability

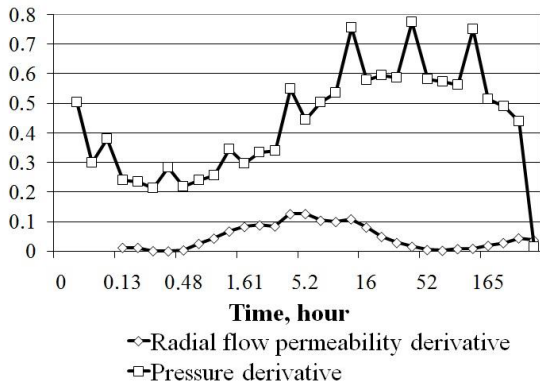


Figure 3. Diagnostic graph of the identifying flow regime in well 1

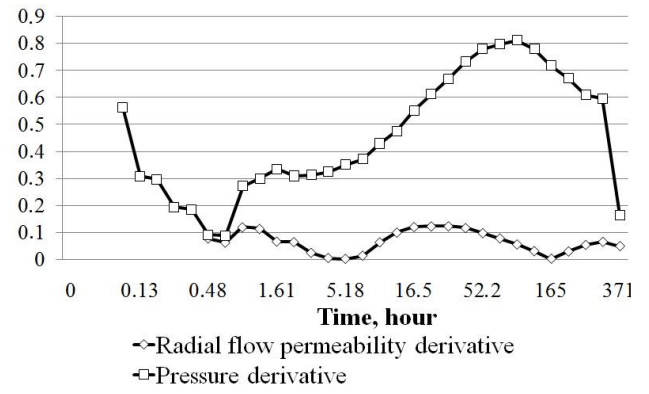


Figure 4. Diagnostic graph of the identifying flow regime in well 2

The estimates of radial flow permeability obtained using the method of adaptive interpretation (MAI) and quadratic performance indices $\psi_0(x) = \psi_\alpha(x) = x^2$, additional a priori data on the radial flow permeability $\overline{k_{r,n}}$ given in table 1 and by solving the system of linear equations with $\beta_{1,n} = \beta_{2,n} = \beta_n$:

$$(F_n^T W(h_n^*) F_n + \beta_n I) \alpha_n^*(\beta_n^*, h_n^*) = (F_n^T W(h_n^*) \Delta P_{bh}^* + \overline{\alpha}_t), \quad (7)$$

where $F_0 = (1, \Delta P_{bh}^*(t_i), i = \overline{1, n})$ is $2 \times n$ matrix; $I - 2 \times 2$ diagonal matrix; $W(h_n) = \text{diag}(w(h_n) = e^{\frac{n-i}{h_n^*}}, i = \overline{1, n-1})$ – a diagonal matrix of weighting functions with decay parameter h_n^* ; $\overline{\alpha}_t = (0, \overline{\alpha}_{2,t} = \frac{c_s q \mu B}{L \cdot \overline{k_{r,n}}})$. The estimates of the control parameter β_n^* and decay parameter h_n^* were defined by solving problem (4) using the downhill simplex method [11].

Figures 2–4 indicate that the criteria (5), (6) allow identifying early-time and late-time radial flow regimes and recommending the time of test completion. For example, late-time radial flow regime will be established in well 1 after about 50 hours, which indicates the appropriate time of transient test completion.

Table 1. Initial and additional a priori data on wells 1 and 2

Initial data and estimates of the reservoir and well properties (International System of Units (SI))	Well	
	1	2
Dynamic viscosity of oil, cP	3.92	3.92
Oil compressibility factor, atm ⁻¹	$1.78 \cdot 10^{-4}$	$4.27 \cdot 10^{-5}$
Well radius, m	0.108	0.108
Atmospheric pressure, atm	1.033	1.033
Temperature, standard conditions (+20°C), °K	293	293
System compressibility factor, atm ⁻¹	$4.32 \cdot 10^{-4}$	$4.32 \cdot 10^{-4}$
Porosity	0.13	0.13
Effective wellbore length, m	4.78	7.2
Well yield before shut-in, m ³ /day	176	163.2

Table 2. PBC interpretation results for five wells

Well	Interpretation method	Defined parameters		
		Test time, h	Radial flow permeability, mD	Reservoir pressure, atm
1	Saphir	371.37	418	138.5
	MAI	52.2	444	137.5
2	Saphir	144.27	3760	141.8
	MAI	40.86	3760	144.5
3	Saphir	179.14	1010	135.1
	MAI	34.39	1089	135.2
4	Saphir	190.97	597	142.2
	MAI	52.83	607	143
5	Saphir	167.8	253	150.2
	MAI	32.75	226	149.4

It is worth noting that the horizontal flow observed between radial flows can be easily identified by the maximum point of the estimate derivative for the radial

flow permeability (4), which is proved by the results of data interpretation for other horizontal wells (see table 2).

Table 2 shows that the method of an adaptive interpretation with the radial flow behavior analysis allows reducing well downtime compared to that caused by the planned tests via Saphir software. For the five wells presented in table 2 there is a fivefold reduction in the test time, from 1053.55 to 213.03 hours. The cost of five wells downtime is \$ 1 500 000 if the price is \$ 50 per barrel.

Conclusion

The present research has described the challenges concerning identification and interpretation of the transient tests conducted in the horizontal wells equipped with information-measuring systems by analyzing PBC. The perspectives of an adaptive identification and interpretation have been explored.

The algorithms have been developed to carry out an adaptive identification and interpretation of the data on the flow behavior analysis during the time of the transient well test with resulting PBC, as well as to define the reservoir properties and determine well test completion time.

The case study of PBC interpretation with the flow behavior analysis for five horizontal wells of the Verkhnechonsk field has indicated that the suggested models and optimal algorithms of adaptive identification and interpretation make it possible to significantly reduce well downtime, which results in cost advantage.

References

- [1] Ipatov A I, Kremenetskiy M I and Gulyaev D N 2012 Moscow, Izhevsk: Institute of Computer Science. Hydrodynamic Modeling of Oil and Gas Wells: Data Support and Technologies pp. 896.
- [2] Joshi S D 1991 Oklahoma: PenWell Publ. Co. Horizontal Well Technology. pp. 381.
- [3] Bourdet D, Ayoub J A and Pirard Y M 1984 Use of pressure derivative in well test interpretation SPE 12777 pp. 293 – 302.
- [4] Khayrullin M Kh, Khisamov R S, Shamshiev M N and Farkhullin R G 2006 Moscow. Izhevsk: Regular and Chaotic Dynamics. Regularization Methods for Interpretation of Transient Well Tests pp. 172.
- [5] Azis Kh and Settari E 1982 Moscow. Nedra. Mathematical Models for Reservoir Simulation. pp. 407.
- [6] Gavrilov K S and Sergeev V L 2012 Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Adaptive interpretation of transient well test in the system “reservoir-well” by method of integrated models Vol. 321 5 pp. 72–75.
- [7] Romanova E V and Sergeev V L 2013 Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Adaptive identification of pressure buildup curve with flow behavior analysis for horizontal wells. Vol. 323 (5) pp. 20–25.
- [8] Iktisanov V A 2001 Moscow: VNIIOENG. Determining Reservoir Filtration Properties and Rheological Properties of Dispersed Systems for Oil Field Development. pp. 212.
- [9] Sergeev V L 2011 Tomsk: TPU Publishing House. Integrated Systems of Identification pp. 198.
- [10] Polishchuk V I and Sergeev V L 2015 Journal of Siberian Federal University: Mathematics & Physics. Adaptive identification method of a signal from stray field magnetic sensor for turbogenerator diagnostics. Vol. 8 (2) pp. 201–207.
- [11] Letova T A and Panteleev A V 2002 Moscow: Vysshaya Shkola. Optimization Methods: Examples and Problems pp. 544.